

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Simulação de modelos de remuneração e estudo
de mercado para sistemas fotovoltaicos de
autoconsumo**

Sara Daniela Magalhães Costa

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. Cláudio Domingos Martins Monteiro

julho de 14

A Dissertação intitulada

***“Simulação de Modelos de Remuneração e Estudo de Mercado para
Sistemas Fotovoltaicos de Autoconsumo”***

foi aprovada em provas realizadas em 21-07-2014

o júri



Presidente **Professor Doutor Carlos Manuel de Araújo Sá**
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Amadeu Duarte da Silva Borges
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharias da Escola de Ciências e
Tecnologia da Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro



Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - Sara Daniela Magalhães Costa

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

© Sara Costa, 2014

Resumo

A recente publicação do despacho de 26 de dezembro de 2013 da Direção Geral de Energia e Geologia abalou o setor fotovoltaico com reduções significativas nas tarifas bonificadas a atribuir às novas instalações de microgeração e minigeração a partir de Janeiro de 2014. Numa perspetiva económica, a aplicação destas tarifas é inviável uma vez que o proprietário do sistema verá aumentar significativamente o tempo do retorno do seu investimento. Tendo em conta esta nova realidade surge a necessidade em procurar alternativas mais viáveis.

Um sistema de autoconsumo que permita minorar os consumos energéticos e injetar para a rede os excedentes de energia seria uma solução ideal. Esta alternativa simplifica os atuais mecanismos, garantindo que entidades com perfis de consumo menos intensivos possam enquadrar-se no regime de produção distribuída. Contudo, existe um vazio legal que impede os consumidores optar por esta alternativa.

Dito isto, o trabalho desenvolvido nesta dissertação tem como objetivo apresentar propostas de modelos expetáveis a ser adotados no decreto-lei para o autoconsumo e posteriormente efetuar uma análise de sensibilidade dos mesmos. Expõe-se diversas soluções, contribuindo assim para a divulgação e sensibilização relativamente a este tema.

Numa primeira fase é feita uma contextualização e uma apresentação de exemplos de modelos já aplicados noutros países. Depois explica-se a metodologia considerando que o ciclo de vida do projeto é de 20 anos a começar em 2014 e que se utiliza diagramas de consumo da ERSE e uma série horária de produção. No fim apresenta-se as diversas simulações e ainda uma análise crítica dos resultados obtidos.

Dos resultados obtidos conclui-se que existe um valor ótimo de potência de autoprodução que, para perfis de consumo típicos, estará entre 20% e 30% da potência instalada. Contudo Mesmo para as situações simuladas consideradas mais favoráveis, os benefícios são muito pequenos, cerca de 8% na redução da fatura de eletricidade.

De salientar que uma semana antes da entrega da versão provisória deste trabalho saiu o Projeto de Decreto-Lei Produção Distribuída de 24/06/2014. A simulação 4 (resultados mais detalhados no Anexo D) corresponde a um estudo sobre a viabilidade de sistemas de autoprodução fotovoltaica no âmbito deste cenário de legislação.

Palavras-chave: alternativas, autoconsumo, decreto-lei, fotovoltaico, tarifas.

Abstract

The recent publication of the December 26th order of the General Direction of Energy and Geology has spoken the photovoltaic sector with major reductions on the bonus rates given to the new microgeneration and minigeneration installations since January 2014. On an economical perspective, the application of these rate is not feasible, because the owner of the system will see a major increase on the return time of this investment. Considering this new reality, more viable alternatives must be found.

A self-consumption system allows a decrease on the energetic consumptions and inject to the net the energy remnants would be the ideal solution. This alternative simplifies the current mechanisms, ensuring that entities with consumption profiles that are less intensive can still be a part of the distributed production regime. However, there is a legal void that stops the consumers of choosing this alternative.

That being said, the objective of the work developed in the dissertation is to present several propositions of expectable models, which can be included in the self-consumption law and later, make a sensitivity analysis of these models. Several solutions are exposed, which contributes greatly for the propagation and sensitization regarding this theme.

Firstly a contextualization is made, by presenting examples of models already created for other countries. Then the methodology is presented considering that the life circle of the project is 20 years, starting in 2014, and that ERSE consumption diagrams and a production schedule are used. In the end, the several simulations and a critical analysis of the results are presented.

From this results we can conclude that exists an optimal value for the self-generated power situated between 20% and 30% of the installed power, for typical consumption profiles. However even for the simulated situations considered more favorable, the benefits are very small, it will reduce 8% in electricity bill.

To point out that one week before the delivery of the first draft of this work came the Draft Decree-Law Distributed Production 24/06/2014. Simulation 4 (more detailed results in Appendix D) corresponds to a study on the feasibility of self-production of photovoltaic systems under this legislation scenario.

Key words: alternatives, law, photovoltaic, rates, self-consumption

Agradecimentos

Gostaria de agradecer em primeiro lugar ao Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro pela disponibilidade, dedicação, paciência e por ter acreditado no futuro deste projeto contribuindo para o meu desenvolvimento pessoal e profissional.

Aos meus pais, Manuela e Joaquim, o meu profundo agradecimento por acreditarem em mim e por me apoiarem nos momentos mais difíceis, transmitindo palavras de carinho e confiança. A eles, dedico o meu trabalho.

Ao meu irmão, o meu favorito, por todo o apoio prestado ao longo do meu percurso académico.

Ao meu padrinho, Paulo, que sempre esteve presente nos momentos mais importantes da minha vida.

A minha amiga de longa data, Sara Beça, pela amizade, companheirismo e pela partilha dos bons e maus momentos, um sincero obrigado.

Aos meus colegas e amigos da faculdade que estiveram comigo nesta fase. Ficará para sempre na minha memória os momentos felizes que passamos.

Índice

Resumo	iii
Abstract	v
Key words: alternatives, law, photovoltaic, rates, self-consumption.....	v
Agradecimentos	vii
Índice	ix
Lista de figuras	xii
Lista de tabelas	xvi
Abreviaturas e Símbolos.....	xvii
Capítulo 1	19
Introdução.....	19
1.1. Enquadramento e Motivação.....	19
1.2. Objetivos	20
1.3. Dados a utilizar.....	20
1.4. Estrutura da dissertação.....	21
Capítulo 2	22
Sistema Elétrico Nacional	22
2.1. Organização- Atividades por setor	22
2.2. Liberalização do setor de eletricidade.....	24
2.3. Estrutura tarifária	25
2.3.1. Tarifas por atividade da entidade concessionária REN.....	26
2.3.1.1. Tarifa do Uso Global do Sistema	27
2.3.1.2. Tarifa do Uso da Rede de Transporte	27
2.3.2. Tarifas por atividade dos operadores de rede de distribuição.....	27
2.3.2.1. Tarifa do Uso da Global do Sistema	27
2.3.2.2. Tarifa do Uso da Rede de Transporte	28
2.3.2.3. Tarifa do Uso da Rede de Distribuição.....	28
2.3.3. Tarifas de acesso à rede	28
2.4. Sistemas de incentivos à energia fotovoltaica	29
2.4.1. Tarifa <i>feed-in</i> (FIT)	29
2.4.1.1. Miniprodução	29
2.4.1.2. Microprodução	30
2.4.1.3. Análise da evolução das tarifas bonificadas	31
2.4.2. Tarifa <i>feed-in-premium</i> (FIP).....	32
2.4.3. Certificados Verdes.....	32
2.4.4. Fiscalidade Verde	33
Capítulo 3	35
Sistemas solares fotovoltaicos.....	35
3.1. Autoconsumo	35
3.1.1. Sistemas de autoconsumo isolados	36
3.1.2. Sistemas de autoconsumo com ligação à rede elétrica	37

3.1.2.1.	Sistemas sem injeção na rede elétrica	37
3.1.2.2.	Sistemas com injeção na rede elétrica	37
3.2.	<i>Net-metering</i> e <i>Net billing</i>	38
3.3.	Quadro resumo	40
3.4.	Benefícios do autoconsumo	42
3.4.1.	Sensibilização e consciencialização da conservação de energia	43
3.4.2.	Aumento dos investimentos privados	43
3.4.3.	Melhoria na estabilidade da rede	44
3.4.4.	Aceitação pública	44
3.4.5.	Mudança das tarifas <i>feed-in</i> (FiT)	45
3.5.	Barreiras e desafios ao autoconsumo	45
3.5.1.	Competitividade e liberalização do mercado de eletricidade	45
3.5.2.	Desconhecimento sobre as vantagens de mudar para as alternativas	47
3.5.3.	Desenvolvimento e integração de <i>smartmeters</i> e sistemas de armazenamento	48
3.5.4.	Desafios no investimento nas redes de distribuição	49
3.5.5.	Desafios na regulamentação e no mercado de eletricidade	49
Capítulo 4		51
Modelos Mundiais		51
4.1. Países europeus		54
4.1.1. Espanha		54
4.1.2. Alemanha		54
4.1.3. Itália		54
4.1.4. Reino Unido		55
4.1.5. Bélgica		55
4.2. Outros países		56
4.2.1. Brasil		56
4.2.2. Japão		56
4.2.3. México		56
4.3. Aplicação de modelos		56
4.3.1. Croácia		57
4.3.2. Bélgica		59
Capítulo 5		61
Metodologia		61
5.1. Perfis de consumo		61
5.2. Perfil de produção		65
5.3. <i>Inputs</i>		65
5.4. <i>Outputs</i>		71
5.4.1. Energia (kWh)		72
5.4.2. Custos (€)		72
5.4.3. Penalizações (€)		75
5.4.4. Valorizações (€)		76
5.4.5. Proveitos (€)		77
5.4.6. Tarifas equivalentes (€/kWh)		77
Capítulo 6		79
Simulações e Análise de sensibilidades		79
6.1. Simulação 1 - Consumo BTN simples de 6,9 kVA		79
6.2. Simulação 2 - Consumo BTN Bi-horario de 6,9 kVA		83
6.3. Simulação 3 - Consumo BTN simples de 6,9 kVA (variante)		86
6.4. Simulação 4- Consumo BTN simples 6,9 kVA (sem penalizações e valorizações) ..		87
6.5. Simulação 5 - Consumo BTN simples e Bi-horario 3,45 e 10,35 kVA		89
6.6. Simulação 6 - Consumo MT de 1200 kVA		92
Capítulo 7		95

Conclusões e Trabalhos Futuros	95
Referências	97
Anexos	101
Anexo A Resultados da simulação para um consumidor BTN simples 6,9 kVA	102
Anexo B Resultado da simulação para um consumidor BTN bi-horário 6,9 kVA	106
Anexo C Resultado da simulação para um consumidor BTN simples 6,9 kVA (variante).....	110
Anexo D Resultado da simulação para um consumidor BTN simples 6,9 kVA (sem penalizações e valorizações)	113
Anexo E Resultado da simulação para um consumidor BTN simples 3,45 kVA	115
Anexo F Resultado da simulação para um consumidor BTN bi-horário 3,45 kVA	117
Anexo G Resultado da simulação para um consumidor BTN simples 10,35 kVA	119
Anexo H Resultado da simulação para um consumidor BTN bi-horário 10,35 kVA	121
Anexo I Resultado da simulação para um consumidor MT 1200 kVA.....	123
Anexo J Artigo da revista Renováveis Magazine	127

Lista de figuras

Figura 2.1 - Organização do sistema elétrico nacional [3].	24
Figura 2.2 - Número total de clientes no mercado liberalizado [38].	25
Figura 2.3 - Tarifa de venda do comercializador do mercado livre [4].	26
Figura 2.4 - Tarifa de venda do comercializador de último recurso (CUR) [4].	26
Figura 2.5 - Informação do peso dos custos de interesse económico (CIEG) numa fatura de eletricidade.	29
Figura 2.6 - Funcionamento de um sistema de certificados verdes [12].	32
Figura 3.1 - Esquema explicativo do autoconsumo. Fonte: EPIA [21].	35
Figura 3.2 - Sistema de autoconsumo isolado [15].	36
Figura 3.3 - Instalação típica para alimentar cargas CC (12,24 ou 48V) [14].	37
Figura 3.4 - Funcionamento de um sistema isolado fotovoltaico sem armazenamento (W/h) [22].	38
Figura 3.5 - Funcionamento de um sistema isolado fotovoltaico com armazenamento (W/h) [22].	38
Figura 3.6 - Esquema explicativo do <i>net-metering</i> . Fonte: EPIA [21].	39
Figura 3.7 - Paridade com a rede [22].	43
Figura 3.8 - Triângulo e quadrado representativo da política energética. Fonte: <i>SunEdison</i> [24].	44
Figura 3.9 - Distribuição dos preços regulados de eletricidade para consumidores domésticos na Europa. Fonte: <i>ACER</i> [24].	46
Figura 3.10 - Evolução dos preços retalhistas de eletricidade (€/kWh incluindo impostos) para consumidores domésticos na Europa. Fonte: Comissão Europeia [25].	47
Figura 3.11 - Taxa de transferência para consumidores domésticos na Europa. Fonte: <i>ACER</i> [27].	48
Figura 4.1 - Caracterização dos modelos europeus [21].	52
Figura 4.2 - Países europeus sem autoconsumo e <i>net-metering</i> [21].	52
Figura 4.3 - Competitividade e paridade com a rede a nível europeu [24].	53
Figura 4.4 - Balanço anual de energia para o caso exemplo [32].	57
Figura 4.5 - Informação do modelo aplicado e dos preços de eletricidade na Croácia [32].	58
Figura 4.6 - Balanço anual de energia para o caso exemplo [32].	58

Figura 4.7 - Informação do modelo aplicado e dos preços de eletricidade na Bélgica [32]. ..	59
Figura 4.8 - Balanço anual de energia para o caso exemplo [32].	60
Figura 5.1 - Perfil de consumo BTN B durante o ano de 2013.....	62
Figura 5.2 - Perfil de consumo BTN B durante a semana de 01 de Janeiro até 07 Janeiro e durante a semana 01 Julho a 07 Julho.	63
Figura 5.3 - Perfil de consumo BTN C durante o ano 2013.	63
Figura 5.4 - Perfil de consumo BTN B durante a semana de 19 a 25 de Maio.	64
Figura 5.5 - Perfil de consumo realista BTN para uma instalação de 3,45 kVA.	64
Figura 5.6 - Perfil de consumo MT durante o ano 2013	64
Figura 5.7 - Perfil de produção fotovoltaica no mês de Julho no ano 2012.	65
Figura 5.8 - Perfil de produção fotovoltaica no mês de Dezembro no ano 2012.	65
Figura 5.9 - Número de clientes por escalão de potência contratada e por opção tarifária em BTN no ano 2010 [36].	67
Figura 5.10 - Diagrama de consumo para um fator de utilização de potência contratada de 6,1%.	67
Figura 5.11 - Diagrama de consumo para um fator de utilização de potência contratada de 9%.	68
Figura 5.12 - Evolução da fração de energia produção por nível de penetração.	68
Figura 5.13 - Evolução da fração de energia autoconsumida por nível de penetração.	69
Figura 5.14 - Custo específico e LCOE função da potência do sistema.	70
Figura 5.15 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental [5].	73
Figura 5.16 - Tarifa Transitória de venda a clientes finais em BTN [5].	73
Figura 5.17 - Tarifa Transitória de venda a clientes finais em MT [5].	74
Figura 5.18 - Preços da tarifa de uso global do sistema [5].	75
Figura 5.19 - Tarifa de acesso às redes em BTN [5].	75
Figura 5.20 - Tarifa de acesso às redes em MT [5].	76
Figura 5.21 - Percentagem do <i>mix</i> das energias renováveis.....	77
Figura 6.1 - Componentes de energia anual para uma instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.	80
Figura 6.2 - Componentes de custo anual numa instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.	81
Figura 6.3 - Componentes de valorizações e penalizações anuais numa instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica. ...	82

Figura 6.4 - Componentes de proveitos anuais numa instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.	82
Figura 6.5 - Componentes tarifas equivalentes anuais numa instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.	83
Figura 6.6 - Componentes de energia anual numa instalação de consumo BTN bi-horário de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.	84
Figura 6.7 - Componentes de custo anual numa instalação de consumo BTN bi-horário de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.	84
Figura 6.8 - Componentes das valorizações e penalizações anuais numa instalação de consumo BTN bi-horário de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.	85
Figura 6.9 - Componentes das tarifas equivalentes anuais numa instalação de consumo BTN bi-horário de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.	85
Figura 6.10 - Componentes de custo anual numa instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica com uma inflação nos preços de eletricidade de 10%.	86
Figura 6.11 - Componentes de proveitos anuais numa instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica com uma inflação nos preços de eletricidade de 10%.	86
Figura 6.12 - Componentes de tarifas equivalentes numa instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica com uma inflação nos preços de eletricidade de 10%.	87
Figura 6.13 - Componentes de custo anual numa instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica sem penalizações e valorizações.	88
Figura 6.14 - Componentes de proveitos anuais numa instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica sem penalizações e valorizações.	88
Figura 6.15 - Componentes de tarifas equivalentes numa instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica sem penalizações e valorizações.	89
Figura 6.16 - Componentes de tarifas equivalentes numa instalação de consumo BTN simples de 3,45 e 10,35 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.	90
Figura 6.17 - Componentes de tarifas equivalentes numa instalação de consumo BTN bi-horário de 3,45 e 10,35 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.	90
Figura 6.18 - Componentes de proveitos numa instalação de consumo BTN simples de 3,45 e 10,35 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.	91
Figura 6.19 - Componentes de proveitos numa instalação de consumo BTN bi-horário de 3,45 e 10,35 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.	91
Figura 6.20 - Componentes de energia anual para uma instalação de consumo MT 1200 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.	92

Figura 6.21 - Componentes de custos anuais para uma instalação de consumo MT 1200 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.....	93
Figura 6.22 - Componentes de tarifas equivalentes para uma instalação de consumo MT 1200 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.....	93
Figura 6.23 - Componentes de penalizações e valorizações para uma instalação de consumo MT 1200 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.	94

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Evolução das tarifas bonificadas.	31
Tabela 3.1 – Exemplo de aplicação de um sistema <i>net-metering</i> [16].	39
Tabela 3.2 – Exemplo de aplicação de um sistema <i>NetBilling</i> [16].	39
Tabela 3.3 – Quadro resumo com a explicação dos modelos.	41
Tabela 3.4 – Evolução das tarifas de eletricidade [17].	42
Tabela 4.1 – Modelos europeus [30].	51
Tabela 5.1 – Tabela de inputs das simulações.	66
Tabela 5.2 – Custo do sistema para diferentes potências instaladas.	69
Tabela 5.3 – Tabela de <i>outputs</i> das simulações.	71

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

ACER	Agência para Cooperação dos Reguladores da Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BTN	Baixa Tensão Normal
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CIEG	Custo de Interesse Económico e Geral
CMEC	Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual
CUR	Comercializador de último recurso
CV	Certificado Verde
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
E-FER	Fontes de Energia Renovável
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
FiT	<i>Feed-in-Tariffs</i>
FiP	<i>Feed-in-Premium</i>
FV	Fotovoltaico
IVA	Imposto de Valor Acrescentado
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
MT	Média Tensão
Ofgem	<i>Office of Gas and Electricity Markets</i>
OMIE	Operador de Mercado Ibérico Espanhol
PRE	Produção em regime especial
PRO	Produção em regime ordinário
REN	Rede Elétrica Nacional
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
SENV	Sistema elétrico Não Vinculado
SEP	Sistema Elétrico Público
SEN	Sistema Elétrico Nacional
URD	Uso Rede de Distribuição
UGS	Uso global do sistema

Lista de símbolos

Rem_m	Remuneração do mês m
W_i	Energia produzida no período i
$OMIE_m$	Valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do OMIE para Portugal relativos mês m
C_i	Coeficiente de ponderação do período tarifário
f_p	Fatores de ajustamento para perdas
P_{ref}	Valor da parcela de energia da tarifa simples entre 2,30 e 20,7 kVA aplicada no ano de 2012 pelo CUR ao fornecimento da instalação de consumo
IPC_{n-1}	Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro de 2011, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística I.P.
IPC_{ref}	Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de Dezembro ao ano $n-1$, publicado pelo I.P
W_p	Energia produzida
P_p	Potência produzida
W_c	Energia consumida
P_c	Potência contratada
P_a	Potência de autoprodução
f_{uc}	Fator de utilização da potência contratada
f_{ua}	Fator de utilização da potência autoprodução
f_p	Fração de potência de autoprodução
f_e	Fração de energia de autoprodução
f_{ea}	Fração de energia de autoconsumo
W_{pl}	Energia injetada líquida
W_{cl}	Energia consumida líquida
W_{ac}	Energia autoconsumida

Capítulo 1

Introdução

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito da unidade curricular Dissertação do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e Computadores, na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), sob a orientação do Prof. Doutor Cláudio Monteiro.

No presente capítulo vai ser feita uma contextualização do tema apresentando os principais motivos que levaram à realização deste trabalho, bem como os objetivos principais. No fim, encontra-se uma breve explicação dos dados que foram utilizados e da estrutura da dissertação.

1.1. Enquadramento e Motivação

Numa altura em que se procura alternativas para a diminuição da dependência energética no nosso país que está marcada pela utilização de combustíveis fósseis, o investimento em sistemas que utilizem como energia primária recursos naturais e “limpos”, faz com que se esteja a contribuir em grande escala para um desenvolvimento equilibrado baseado em três grandes pilares: Ambiental, Social e Económico.

Atualmente é possível instalar um sistema FV numa habitação ou empresa e produzir energia. A microprodução- produção de energia em pequena escala, destinada a clientes com instalações de BT - foi responsável em Portugal por 117 GWh no ano de 2013, valor que ultrapassou em larga escala o registado em 2012. Nestes sistemas tudo o que se produz tem que ser vendido à rede pública, a uma tarifa bonificada, e adquirido pelo comercializador de último recurso (CUR). As tarifas feed-in (FiT) foram arquitetadas para fortalecer o investimento em tecnologias de fonte renovável que à medida que se demonstram mais desenvolvidas sofrem uma diminuição, situação que se tem verificado desde 2001. Contudo, vários modelos de remuneração mostram que esse valor recebido é relativamente baixo quando comparado com o valor médio do consumo. Quem aposta nestas atividades, com as tarifas em vigor, recebe pouco por vender a energia e consequentemente poupa menos, demora mais a amortizar o investimento inicial, o que desincentiva desde logo o consumidor.

Como resposta a este problema, a solução passa por sistemas que possibilitem a produção de eletricidade para consumo próprio e venda para a rede do excesso de eletricidade, conhecido por Autoconsumo fotovoltaico. Esta situação pode-se aplicar a nível residencial e industrial. A eletricidade produzida irá minorar ou até mesmo eliminar a compra à rede elétrica, tendo como consequência a redução de perdas no sistema e a redução dos fatores de utilização do sistema elétrico, com possível impacto na geração transporte e distribuição. Esta alternativa simplifica os atuais mecanismos, garantindo que entidades com perfis de consumo menos intensivos possam igualmente enquadrar-se no regime de produção distribuída. A constante subida dos preços de eletricidade, redução de subsídios e redução dos preços dos

painéis faz com que o Autoconsumo apresente ser uma boa aposta para o futuro. Isto vai permitir que o consumidor deixe de ver a sua instalação como um investimento pesado e passe a ver como uma forma de poupança energética.

Todavia ainda não existe em Portugal uma base legal para o Autoconsumo. Está em estudo uma nova legislação que irá substituir os atuais mecanismos de remuneração associados às micro e minigeração e regular o autoconsumo de energia elétrica. Os pontos principais que estão a ser alvo de análise pela Secretaria de Estado da Energia são os seguintes: recompensa ou não pelo excesso de eletricidade gerada e injetada na rede, pagamento ou não de impostos pelo *prosumer* (consumidor + produtor) para acesso à rede elétrica. Existem dúvidas sobre a viabilidade dos modelos que poderão vir a surgir contudo a nova lei terá de ir ao encontro dos interesses dos consumidores, uma vez que a opção de instalar um sistema de autoconsumo passa pelo mesmo. Este método não é nada mais do que dar a opção de escolha ao consumidor de poder adquirir energia mais eficiente com a simples instalação local de painéis fotovoltaicos. O *prosumer*, com esta mudança de paradigma de utilização da rede elétrica, passará a ter um papel mais ativo [18] [19][20].

Vários países europeus tem promovido para o desenvolvimento destes mecanismos. Em alguns casos, apostaram em modelos de *Net-metering* como a Bélgica, Dinamarca, Hungria e Holanda enquanto outros fomentam o consumo instantâneo da eletricidade produzida como por exemplo a Croácia, Itália, Espanha e Reino Unido. Em termos gerais, os modelos implementados nestes países mostram que para garantir a sua sobrevivência é necessário um apoio financeiro (e legal!) que vá ao encontro de todos os intervenientes do sistema.

Momentos antes da entrega da versão provisória da dissertação saiu o Projeto de Decreto-Lei Produção Distribuída de 24/06/2014, uma proposta de lei de autoconsumo. A simulação 4 aponta para certas características dessa proposta lançada em Junho.

Dito isto, pretende-se criar diversos modelos que permitam clarificar o que cada agente do sistema recebe e/ou paga por este serviço e no fim analisar a sua viabilidade.

1.2. Objetivos

O objetivo desta dissertação é desenvolver modelos de remuneração para um determinado período, para os diversos mecanismos de remuneração de autoconsumo com base num perfil de consumo e numa produção típica fotovoltaica (BT e MT). De salientar que este estudo foi realizado numa altura em que não existe informação sobre como a legislação vai ser aplicada embora os modelos aqui sugeridos sejam modelos expectáveis. Para tal, vai ser necessário avaliar os benefícios dos modelos para os diversos agentes por forma a antever a viabilidade de cada uma dessas soluções. Pretende-se também definir cenários de evolução dos preços das tecnologias e dos preços de eletricidade bem como para outras variáveis que afetam a viabilidade dos investimentos.

1.3. Dados a utilizar

As simulações realizadas tiveram como suporte um diagrama anual de consumo típico aprovado pela ERSE divididos em três classes que variam com a potência contratada e o consumo anual de cada cliente. Os consumos disponibilizados para os diversos clientes são baseados numa medição de quinze em quinze minutos mas como se pretende que os modelos apresentem uma afetação direta dos preços de mercado horários, teve-se que efetuar uma correção desses dados por forma a obter uma medição horária. Após esse tratamento de dados normalizou-se os diagramas para na análise de sensibilidades ter diferentes cenários de consumo.

Para além do diagrama de consumo foi necessário uma série horária de uma produção real em 2012. Esta série também foi normalizada para numa posterior análise de sensibilidades conseguir diferentes níveis de penetração fotovoltaica.

1.4. Estrutura da dissertação

A dissertação é constituída, para além da introdução, por mais 6 capítulos.

No capítulo 2 são abordados temas sobre a disposição do sistema elétrico nacional, bem como a estrutura das tarifas. Adicionalmente apresenta-se o atual mecanismo de incentivo à energia fotovoltaica em Portugal (FiT) entre outros que não estão ainda implementados.

No capítulo 3 é feita uma abordagem sobre os tipos de sistemas fotovoltaicos existentes, autoconsumo, Net-metering e NetBilling. Explica-se o seu conceito técnico e como é feita a ligação à rede. No fim, é feito um especial enfoque aos benefícios, barreias e desafios ao autoconsumo.

No capítulo 4 são apresentados diversos modelos mundiais que tem promovido para o desenvolvimento destes mecanismos, expondo as diferentes variantes adotadas. Para entender a aplicação desses modelos mostra-se duas simulações de dois países, Bélgica e Croácia.

No capítulo 5 são apresentados os diagramas de consumo e produção utilizados nas simulações. Posteriormente, é descrito a metodologia para os modelos de autoconsumo, baseado em duas tabelas, uma de entrada e outra de saída.

O capítulo 6 é composto por seis simulações para diferentes tipos de consumidores. Apresentam-se gráficos relacionados com os parâmetros da tabela de saída e ainda é feito uma análise de sensibilidades das soluções que possam ser adotadas num futuro próximo.

O último capítulo, o 7, apresenta as conclusões retiradas desta dissertação, com uma análise crítica sobre os resultados das simulações realizadas. Ainda é feito algumas sugestões de trabalhos futuros que poderão ser feitos nesta área.

Capítulo 2

Sistema Elétrico Nacional

2.1. Organização- Atividades por setor

Em 1995 a publicação de vários decretos-leis (Decreto-Lei nº.182 a nº.188 de 27 de Julho) caracterizavam uma profunda reestruturação do sector elétrico nacional, dividindo em dois grandes sistemas: Sistema elétrico público ou Vinculado (SEP) que estava organizado em termos de contratos de longo prazo e o Sistema elétrico independente ou não vinculado (SENV) que continha toda a atividade de produção em regime especial e ainda a produção não vinculada, distribuição não vinculada e clientes não vinculados. Nos anos seguintes consagrou-se a privatização da EDP e ainda a regulação do sector elétrico através da criação de uma entidade administrativa independente, a ERSE [1].

Em 2001 um acordo celebrado entre Portugal e Espanha permitiu o aparecimento do mercado ibérico de eletricidade (MIBEL). Contudo, para suportar do ponto de vista legal a atuação dos agentes nacionais no MIBEL foi necessário revogar a legislação de 1995, surgindo um novo decreto de lei nº.29/2006. Desta forma, o SEP e SENV foram substituídos por um único mercado: as atividades de produção e comercialização de eletricidade e ainda a gestão de mercados organizados exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licenças. Já as atividades de transporte e distribuição são praticadas mediante a obtenção de concessões de serviço público [1] [2]. O SEN ficou dividido em cinco grandes sistemas:

1- Produção de eletricidade

O acesso a esta atividade é livre e sujeita a licenciamento. A produção de eletricidade divide-se em dois grandes campos:

- Produção em regime ordinário (PRO): baseado em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos. Estes podem vender a eletricidade produzida através da celebração de contratos bilaterais com clientes finais e com comercializadores de eletricidade ou através da participação nos mercados organizados.
- Produção em regime especial (PRE): relativa à cogeração e à produção elétrica a partir da utilização de fontes de energia renováveis. Os produtores em regime especial vendem a eletricidade ao comercializador de último recurso.

Ambos podem fornecer serviços através da celebração de contratos com o operador de sistema ou através da participação em mercados organizados para este efeito [2][3].

2- Transporte de eletricidade

Exercida mediante a exploração da Rede Nacional de Transporte (RNT) que integra a função de gestão técnica global do sistema, certificando a disposição sistémica das instalações de produção e de distribuição, assegurando a continuidade e a segurança do abastecimento da eletricidade. A concessionária da RNT, a REN, interliga-se comercialmente com os utilizadores das redes, recebendo um determinado valor pela utilização destas e pela prestação dos serviços inerentes, uma retribuição por aplicação de tarifas reguladas [3].

3- Distribuição de eletricidade

Exercida através da exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND) que integra a função de assegurar a exploração e manutenção da rede de distribuição em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, bem como gerir os fluxos de eletricidade na rede, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada e com as instalações dos clientes. A concessionária da RND interliga-se comercialmente com os utilizadores das redes, tendo direito a receber uma retribuição por aplicação de tarifas reguladas [3].

4- Comercialização de eletricidade

Esta atividade é livre, ficando, contudo, sujeita a atribuição de licença. Os comercializadores podem livremente comprar e vender eletricidade. Para tal têm o direito de acesso às redes de transporte e de distribuição, perante um pagamento de tarifas reguladas [3].

Os consumidores podem, nas condições do mercado, selecionar livremente o seu comercializador. Para garantir o fornecimento de eletricidade aos consumidores com condições de qualidade e continuidade de serviço e de proteção relativamente às tarifas nomeou-se uma entidade conhecida por Comercializador de último recurso (CUR). Este compra obrigatoriamente a eletricidade produzida pelos PRE e pode adquirir eletricidade para abastecer os seus clientes em mercados organizados, designadamente o MIBEL, ou através de contratos bilaterais mediante a realização de concursos, ou ainda em leilões de âmbito ibérico [3].

5- Regulação e segurança de abastecimento

Atualmente a organização do sistema elétrico baseia-se em dois mercados, o liberalizado e o regulado.

Os setores de transporte, distribuição, comercialização de eletricidade de último recurso e de operação logística de mudança de comercializador estão sujeitas a regulação, exercida pela ERSE. Já o Estado é responsável pela segurança de abastecimento [3].

Os agentes económicos podem estabelecer contratos com o comercializador regulado (CUR), segundo condições autorizadas pela ERSE, ou então negociar com os comercializadores que atuam no mercado liberalizado [3].

Segundo o que foi descrito, a próxima figura apresenta um diagrama do modo como se organiza atualmente o sistema elétrico nacional.

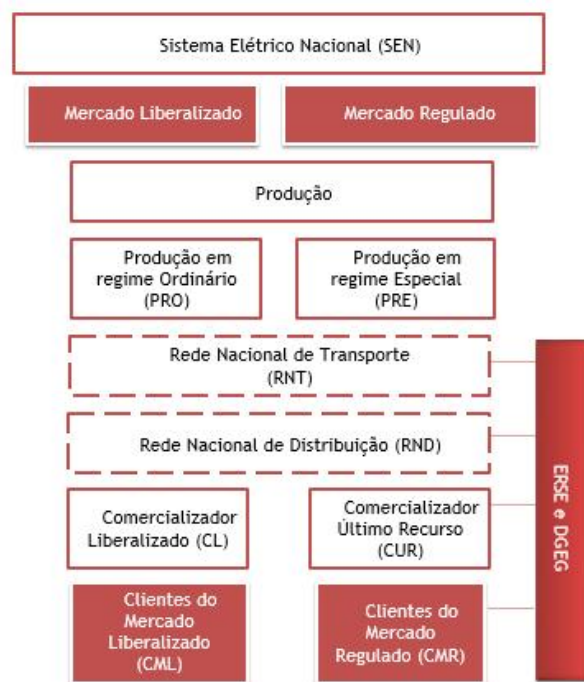


Figura 2.1 - Organização do sistema elétrico nacional [3].

2.2. Liberalização do setor de eletricidade

A partir de 4 de Setembro de 2006 a liberalização do mercado de eletricidade impôs uma nova abertura na comercialização, dando a possibilidade de qualquer consumidor escolher livremente o seu fornecedor de energia. Os preços da energia são estabelecidos por cada comercializador, respeitando as regras da concorrência e o Regulamento das Relações Comerciais. [37].

A evolução do preço da eletricidade no mercado retalhista depende da evolução do mercado grossista, já que este último determina uma parte significativa (custos de energia) dos custos totais com o fornecimento de eletricidade. Os custos de energia são um elemento fundamental para a liberalização do mercado, já que correspondem à componente que pode livremente ser negociada entre consumidor e o fornecedor. Esses custos estão relacionados com a utilização e o acesso às infraestruturas (nomeadamente as redes) [37].

Este processo de liberalização foi pensado por forma a aumentar a concorrência, com reflexos ao nível dos preços e da melhoria da qualidade de serviço, nunca esquecendo que a sua evolução deverá ter em conta a satisfação dos consumidores de energia elétrica.

Dados disponibilizados pela ERSE indicam que o mercado livre atingiu em Abril de 2014 cerca de 2.733.000 clientes, com um crescimento líquido de mais de 93 mil clientes comparativamente a Março de 2014 [38].

O número de clientes no mercado liberalizado aumentou 3,5% em Abril, cerca de 1,2 pontos percentuais abaixo do crescimento registado no mês anterior. Desde abril de 2013, o número de consumidores no mercado livre cresceu cerca de 66%, a uma taxa média mensal de cerca de 4,3% [38].

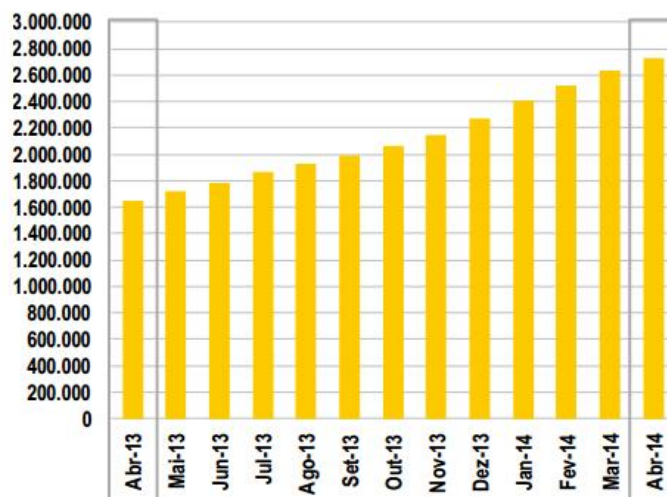


Figura 2.2 - Número total de clientes no mercado liberalizado [38].

2.3. Estrutura tarifária

A estrutura e a forma de cálculo das tarifas, estabelecidas no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, foram desenhadas por forma a instituir com clareza a eficácia na atribuição de recursos e a imparcialidade e justiça das tarifas tendo em conta a necessidade de manter o equilíbrio económico e financeiro das companhias reguladas e a qualidade no fornecimento de energia elétrica aos clientes [4].

A aditividade tarifária é conseguida pela não existência de subsídios cruzados nas tarifas de venda a clientes finais e nas de acesso. De modo a que cada cliente pague os custos que acarretam ao sistema, torna-se necessário que a tarifa aplicada seja constituída pela tarifa de vários setores de atividade. Estas são pensadas para garantir a cada atividade um montante de rendimentos calculados com base nas fórmulas constantes no Regulamento Tarifário [4].

As tarifas de acesso à rede, aprovadas pela ERSE, resultam da adição das tarifas do uso global do sistema, do uso da rede de transporte e ainda do uso da rede de distribuição pagas pelos consumidores de energia elétrica. Os clientes que optarem o seu comercializador num mercado livre pagam essa tarifa e negociam os preços de fornecimento de energia e comercialização [5].

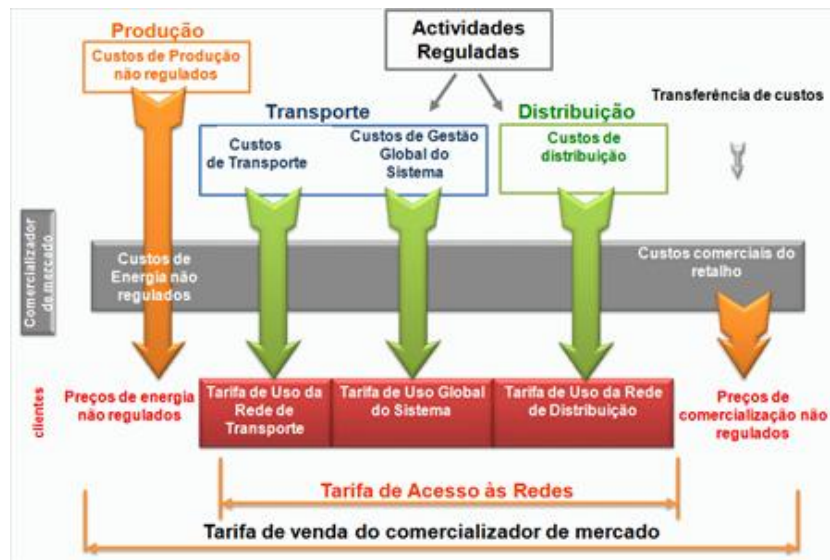


Figura 2.3 - Tarifa de venda do comercializador do mercado livre [4].

As tarifas de venda a clientes finais aplicados pelo CUR aos seus consumidores são compostas pelas tarifas por setor de atividade inseridas no acesso às redes, somadas das tarifas reguladas de energia e de comercialização. Estas tarifas também são aprovadas pela ERSE.

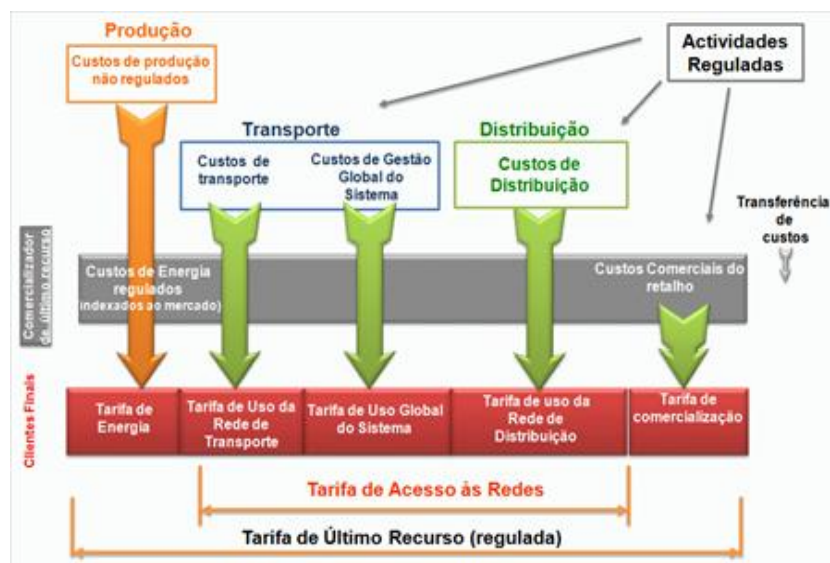


Figura 2.4 - Tarifa de venda do comercializador de último recurso (CUR) [4].

2.3.1. Tarifas por atividade da entidade concessionária REN

Nos termos do Artigo 22.º do Regulamento Tarifário, é aplicada a tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa do Uso da Rede de Transporte às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede distribuição em MT e AT [5].

2.3.1.1. Tarifa do Uso Global do Sistema

A tarifa do Uso Global do Sistema (UGS) que o operador da rede de transporte emprega ao operador da rede de distribuição em MT e AT é dividida em três parcelas - UGS I, UGS II e UGS III.

A parcela UGS I está relacionada com os custos da gestão do sistema, apresentando um preço de energia que não é separado por períodos horários [5].

A parcela UGS II deverá recuperar os custos de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral causados por uma série de custos e sobrecustos entre os quais, custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), sobrecustos do agente comercial referentes às centrais da Turbogás e do Pego e ainda sobrecustos com a convergência tarifária das regiões autónomas. Esta parcela apresenta um preço único de energia, igual em todos os períodos horários [5].

A parcela UGS III, organizada por preços de energia em horas de ponta e em horas cheias, permite recuperar os custos relacionados com a garantia de potência associados à promoção da disponibilidade das centrais existentes e de nova capacidade de produção [5].

2.3.1.2. Tarifa do Uso da Rede de Transporte

Esta tarifa é aplicada a duas entidades, aos produtores em regime ordinário e em regime especial e ao operador da rede de distribuição em MT e AT.

Para os primeiros a tarifa é organizada por preços de energia ativa definidos em €/kWh, à entrada da rede.

Para o operador da rede de distribuição MT e AT as tarifas do uso da rede de transporte são compostas por preços de potência contratada e em horas de ponta, preços de energia ativa, separados por períodos horários e preços de energia reativa, indutiva e capacitiva [5].

2.3.2. Tarifas por atividade dos operadores de rede de distribuição

Os operadores da rede de distribuição aplicam aos clientes do comercializador de último recuso e a clientes no mercado liberalizado uma tarifa.

Por forma a encontrar quais os preços que se devem usar para cada nível de tensão e para cada escolha tarifária transformam-se os preços das tarifas por atividades, a aplicar pelos distribuidores às entregas a clientes dos mercados liberalizados regulados. Adicionalmente nas opções tarifárias com uma estrutura mais simples, apresentam-se os preços das tarifas por atividade, considerando que os preços de potência são convertidos em preços de energia por período horário e alguns preços de energia são agregados [5].

2.3.2.1. Tarifa do Uso da Global do Sistema

À semelhança do que acontece na tarifa do UGS do operador da rede de transporte, a tarifa UGS a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado é dividida em três parcelas.

A parcela I apresenta a mesma estrutura tarifária e recupera o conjunto de proveitos da parcela I da tarifa de UGS a aplicar pela REN relativa aos custos com a gestão do sistema.

A parcela II da tarifa de UGS recupera o conjunto de proveitos da parcela II da tarifa de UGS a aplicar pela REN relativa aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral, adicionados dos sobrecustos da produção em regime especial decorrentes dos prémios atribuídos a este tipo de produção, dos ajustamentos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes, dos défices associados à limitação dos acréscimos tarifários de BT e de BTN de 2006 e 2007 respetivamente, das medidas tomadas no âmbito da aplicação do Decreto-Lei n.º165/2008 relativas ao adiamento dos desvios de energia de 2007 e 2008 e dos sobrecustos da produção em regime especial de 2009, todos a recuperar pelo operador da rede de distribuição. Também se incluem nos proveitos da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema os desvios positivos ou negativos de custos de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso por forma a assegurar-se a sustentabilidade dos mercados regulado e livre [5].

Já a parcela III recupera o conjunto de proveitos da parcela III da tarifa UGS empregue pela REN relacionada com os custos com o mecanismo de garantia de potência. Esta componente reflete os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) que compreende sobrecustos com a PRE, os sobrecustos com os CAE, os encargos com os CMEC, os encargos com a garantia de potência, os sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, os custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei nº165/2008, os custos de sustentabilidade, os custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico e os custos com o PPEC (Plano de Promoção da Eficiência no Consumo) [5].

2.3.2.2. Tarifa do Uso da Rede de Transporte

As tarifas de URT recuperam o conjunto de proveitos das tarifas de URT a aplicar pela REN ao operador da rede de distribuição em MT e AT, adicionado dos ajustamentos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes.

Estas duas tarifas, no que concerne às quantidades utilizadas para o seu cálculo, diferem. As quantidades das tarifas de URT a aplicar pela REN ao operador da rede de distribuição em MT e AT são medidas a partir dos pontos de entrega da RNT ao operador da rede de distribuição e as quantidades das tarifas de URT a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado derivam das quantidades medidas nos contadores desses clientes ajustadas para perdas até à saída da RNT [5].

2.3.2.3. Tarifa do Uso da Rede de Distribuição

As tarifas de URD apresentam preços de potência contratada e em horas de ponta, preços de energia ativa diferenciados por período horário e preços de energia reativa indutiva e capacitiva.

Os preços de potência das tarifas de URD são determinados por aplicação de fatores multiplicativos aos custos incrementais de potência da rede de Distribuição por nível de tensão, preservando-se a estrutura dos custos incrementais. Estes fatores multiplicativos são determinados tal que as tarifas de URD aplicadas às quantidades previstas para 2014 proporcionam os proveitos permitidos em 2014, de acordo com o estabelecido no Artigo 125.º do Regulamento tarifário [5].

2.3.3. Tarifas de acesso à rede

As tarifas de Acesso às Redes resultam da adição das tarifas de UGS, de URT e de URD, aplicáveis pelos operadores das redes de distribuição.

Estas são pagas por todos os consumidores pela utilização das infraestruturas de redes e estão incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos CUR e nas tarifas dos comercializadores de mercado negociadas livremente com os consumidores de energia elétrica [5].

Os comercializadores são obrigados, segundo estabelecido no regulamento de relações comerciais, a informarem os seus clientes sobre o peso dos CIEG na faturação de eletricidade, como se pode comprovar na próxima imagem (Figura 2.5 - Informação do peso dos custos de interesse económico (CIEG) numa fatura de eletricidade.).

Detalhe da Fatura						
Fatura de 23 de abril de 2014						
Eletricidade	Data inicial	Data final	Qtd.	Preço(€)	Valor(€)	IVA(%)
Consumo medido (kWh)	2014-03-26	2014-04-22	422	0,1543	65,11	23
Consumo estimado (kWh)	2014-04-23	2014-04-23	0	0,1543	0,00	23
Potência Contratada 10,35 kVA (diar)			29	0,4262	12,36	23
Taxa Exploração DGEG			1	0,0700	0,07	23
Imposto Especial Consumo Eletricidade	2014-03-26	2014-04-23	422	0,0010	0,42	23
IVA (23% de € 77,96)					17,93	
Total*					95,89	
Outros Débitos / Créditos						
Contribuição Audiovisual (Fatura n.º 00348186990)			1		2,65	6
IVA (6% de € 2,65)					0,16	
Total					2,81	
Total faturado					98,70	

* O valor indicado inclui os encargos relativos ao Acesso às Redes no valor de € 46,16 (Valor independente do comercializador).
Os custos de interesse económico geral (CIEG) incluídos no Acesso às Redes correspondem a € 26,77
Os valores indicados não incluem IVA.

Figura 2.5 - Informação do peso dos custos de interesse económico (CIEG) numa fatura de eletricidade.

2.4. Sistemas de incentivos à energia fotovoltaica

2.4.1. Tarifa *feed-in* (FIT)

Em Portugal, o mais importante meio de promoção às fontes de energia renováveis são as tarifas *feed-in*. O operador de rede é obrigado a celebrar um contrato de compra de eletricidade a um preço legalmente definido. Esta tarifa consiste em dois elementos: numa taxa de pagamento garantido e um montante calculado e definido em legislação. É definido por lei o nível e duração da remuneração, os tipos de energias renováveis, as tecnologias, e as instalações que estão contempladas, bem como o agente sobre o qual recai a obrigatoriedade de aquisição de FER-E - o comercializador de último recurso (CUR). A duração dos apoios à FER-E é longa - cerca de 15 a 20 anos - para aumentar o grau de confiança o que, na perspetiva dos investidores reduz o risco de investimento [6].

Além disso, há também um regime de microgeração e minigeração que sofreu recentemente algumas mudanças introduzidas pelo decreto-lei 25/2013 e ainda pelo Despacho de 26 de Dezembro de 2013.

2.4.1.1. Miniprodução

O enquadramento legal aplicável a este sistema foi estabelecido pelo decreto-lei 34/2011. Neste documento são definidos requisitos técnicos, qual o papel dos diversos agentes envolvidos na miniprodução (produtores, comercializador do último recurso, DGEG, etc.) e ainda o valor da tarifa subsidiada aplicável a cada tecnologia [7].

A minigeração é uma atividade de produção de eletricidade, a partir de recursos renováveis, por interposto de unidades de miniprodução cuja potência máxima que o produtor pode injetar na rede elétrica de serviço público (RESP) tem que ser igual ou inferior a 250 kW. Para aceder a esta atividade é necessário respeitar uma série de requisitos entre os quais:

- Dispor de uma instalação de utilização de energia elétrica e ser honorário de um contrato de compra e venda de eletricidade. Podem ser produtores, entidades terceiras, como por exemplo empresas ou investidores, que ao abrigo de um contrato escrito esteja autorizado pelo proprietário do contrato de compra de eletricidade;

- Instalar a unidade de miniprodução no local servido pela instalação de utilização;
- Garantir uma potência de ligação da unidade de miniprodução não superior a 50 % da potência contratada. Entenda-se por potência contratada o limite da potência determinada no contador para instalações ligadas em baixa tensão normal ou então a potência que o operador da rede de distribuição dispõe no ponto de entrega para instalações ligadas em baixa tensão especial ou em média tensão;
- Consumir pelo menos metade da energia que produz com a unidade de miniprodução [7][8] [9].

As unidades de miniprodução podem ser divididas em três escalões de potência de ligação à rede, considerando que o escalão I integram as unidades cuja potência não seja superior a 20 kW, o escalão II aquelas cuja potência de ligação seja superior a 20 kW ou igual ou inferior a 100 kW e por último o escalão III para as unidades com uma potência de ligação superior a 100 kW ou igual ou inferior a 250 kW. Esta separação por escalões permite uma aplicação diferenciadora do regime bonificado da tarifa de venda de eletricidade à RESP durante um período de 15 anos. Após esse período, o produtor afilia-se no regime geral em que a tarifa de venda respeita as regras estabelecidas para a comercialização da produção de eletricidade ao abrigo do regime ordinário [7] [8] [9].

A entidade titular de uma unidade de miniprodução tem acesso a um dos dois tipos de regimes remuneratórios, o geral e o bonificado.

No regime geral, aplicável a todos os que tenham acesso à atividade de miniprodução e não se enquadrem no regime bonificado, os produtores que vendem a eletricidade produzida ao comercializador de último recurso são remunerados mediante a seguinte fórmula:

$$Rem_m = \sum_{i=1}^2 [W_i * OMIE_m * C_i * f_p] \quad (2.1)$$

Onde, Rem_m é a remuneração do mês m em euros; i é o período horário de entrega da energia elétrica (fora do vazio ou em vazio), de acordo com o ciclo (semanal ou diário) aplicado à instalação de consumo; W_i é a energia produzida no mês m no período i em kWh; $OMIE_m$ é o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do OMIE para Portugal relativos ao mês anterior ao mês m em €/kWh; C_i é o coeficiente de ponderação do período tarifário, sendo 0,86 para as horas de vazio e 1,13 para as horas fora de vazio e f_p são os fatores de ajustamento para perdas do período tarifário i , desde o barramento de produção em MAT até ao nível de tensão de ligação da unidade de miniprodução [9].

A tarifa de referência em 2014 é de 106€/MWh e emprega-se ao Escalão I. Para os Escalões II e III, funciona em regime de leilão e aplica-se a tarifa mais alta que resultar das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência apuradas no respetivo escalão. Para ingressar a esta tarifa é necessário realizar uma auditoria energética que estabelece a implementação de algumas medidas de eficiência energética, com o objetivo principal de reduzir o peso da fatura energética na estrutura dos custos globais. Os períodos de retorno do investimento são até dois anos para o escalão I, três anos para o escalão II e quatro anos para o escalão III [8].

2.4.1.2. Microprodução

A atividade de Microprodução está integrada em Portugal desde 2007 e, até aos dias de hoje, tem sido publicadas inúmeros decretos-lei. O primeiro publicado foi o Decreto-Lei n.º363/2007, futuramente atualizado pelo Decreto-Lei 118A/2010, e o mais recente é o Decreto-Lei n.º 25/2013. Nos três documentos também são definidos requisitos técnicos, qual o papel dos diversos agentes envolvidos neste sistema e ainda o valor da tarifa subsidiada [7].

A microgeração consiste na produção de eletricidade, a partir de instalações de baixa tensão e de pequena potência, recorrendo a recursos renováveis. Tal como acontece na miniprodução, todas as entidades (indivíduos, empresas, condomínios) que possuam um contrato de fornecimento de eletricidade em BT terão acesso à atividade de microprodução. Isto é, um proprietário de duas instalações com contratos de eletricidade ativos, pode instalar dois sistemas de microprodução autónomos. No seguimento desse ponto, a unidade terá que ser alojada no local servido pela instalação de utilização e a potência dessa unidade não pode ser superior a 50 % da potência contratada [7].

À semelhança do sistema de miniprodução, o produtor de microprodução poderá escolher um dos regimes remuneratórios.

No regime geral, aplicável a todos os que tenham acesso à atividade de microprodução e não se enquadrem no regime bonificado, o comercializador de último recurso que compra a eletricidade produzida em unidades de microprodução vai remunerar o produtor mediante a seguinte fórmula:

$$Rem_m = W_m \cdot P_{ref} \cdot \frac{IPC_{n-1}}{IPC_{ref}} \quad (2.2)$$

Onde, Rem_m é a remuneração do mês m em euros; W_m é a energia produzida no mês m no em kWh; P_{ref} é o valor da parcela de energia da tarifa simples entre 2,30 e 20,7 kVA aplicada no ano de 2012 pelo CUR ao fornecimento da instalação de consumo; IPC_{n-1} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de dezembro de 2011, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística I.P. e IPC_{ref} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de Dezembro ao ano $n-1$, publicado pelo I.P.[9].

No regime bonificado o valor atual da tarifa aplicável durante os primeiros 8 anos da instalação é de 0,066 €/kWh para instalações solares fotovoltaicas e de 0,218 €/kWh para as restantes tecnologias de produção.

2.4.1.3. Análise da evolução das tarifas bonificadas

O despacho de 26 de Dezembro de 2013 instituído todos os anos pelo diretor geral da DGEG veio definir para o regime bonificado o preço de venda da energia. O comunicado esclarece que foram aplicadas os mesmos fatores de redução utilizados no ano transato.

Todavia a situação do mercado fotovoltaico que se verificou no ano 2012/2013 é bem diferente do que ocorre atualmente. Verifica-se uma evolução crescente nos preços dos equipamentos para as centrais fotovoltaicas grande parte devido à tão discutida temática *anti dumping*. *Dumping* consiste em colocar no mercado produtos abaixo do custo com o intuito de eliminar a concorrência e aumentar as quotas de mercado. Uma medida *anti dumping* é a utilização de um imposto para a importação [10].

Para além da diminuição significativa na remuneração da Microgeração nos primeiros anos (os mais relevantes para a amortização do investimento) e na Minigeração é de 106€/MWh existe uma discriminação no solar fotovoltaico comparativamente às restantes tecnologias, principalmente quando se observa o *mix* energético em que o fotovoltaico tem uma quota inferior a 2% no total das renováveis, em que a Micro e a Minigeração têm apenas uma pequena parcela deste valor [10].

Tabela 2.1 — Evolução das tarifas bonificadas.

		Aplicável no ano		
		2012	2013	2014
MiniG	Tarifa bonificada (€/MWh)	215	151	106
	Quota de produção (MW)	30,00	30,00	30,35
MicroG	Tarifa bonificada (€/MWh)	<ul style="list-style-type: none"> 326€/MWh 1.º Período 185€/MWh 2.º Período 	<ul style="list-style-type: none"> 196€/MWh 1.º Período 165€/MWh 2.º Período 	<ul style="list-style-type: none"> 66€/MWh 1.º Período 145€/MWh 2.º Período
	Quota de produção (MW)	10,00	11,00	11,45

2.4.2. Tarifa *feed-in-premium* (FiP)

A tarifa *feed-in-premium* adiciona um bônus ao preço médio no mercado *spot* de energia elétrica. Enquanto os FiT são pagamentos com um preço fixo independentes do mercado os FiP já dependem de como o mercado se comporta. Este tipo de pagamento é pensado por forma a alcançar dois grandes objetivos:

- Para representar os atributos ambientais e/ou sociais da geração em fontes renováveis ou
- Para aproximar melhor os custos de geração das fontes renováveis. Numa visão de FiP, a eletricidade gerada nessas fontes é tipicamente vendida ao preço do mercado e os produtores recebem um valor acima desse preço. Este é o contraste relativamente ao FiT, onde a garantia de compra é especificamente estabelecida, mantendo desta forma a geração renovável separada da dinâmica que ocorre no mercado [11].

2.4.3. Certificados Verdes

Um certificado verde é um documento (eletrónico ou em papel) que confirma que uma unidade de eletricidade foi produzida a partir de uma fonte renovável. A eletricidade gerada garante ao consumidor uma remuneração em dois mercados diferentes: um no mercado de eletricidade e outro num mercado de certificados verdes proporcionando um conjunto de benefícios ambientais e sociais com receitas adicionais à da venda de energia elétrica para os produtores [12].

Num Sistema de Certificados Verdes transacionáveis os produtores recebem um certificado verde por cada MWh de energia elétrica produzida. Contudo, apenas as fontes de energia renováveis definidas na Diretiva 2001/77/CE poderão receber certificados verdes, ou seja, a Energia Eólica, Solar, Geotérmica, Ondas e Marés, Biomassa (fração biodegradável) e a energia elétrica proveniente das centrais Mini-hídricas (com potência instalada inferior a 10 MW) [12].

A figura 2.6 mostra o princípio de funcionamento de um sistema de Certificados Verdes, baseado numa obrigação de compra de energia de fonte renovável, tendo por objetivo atingir uma determinada quantidade de produção [12].

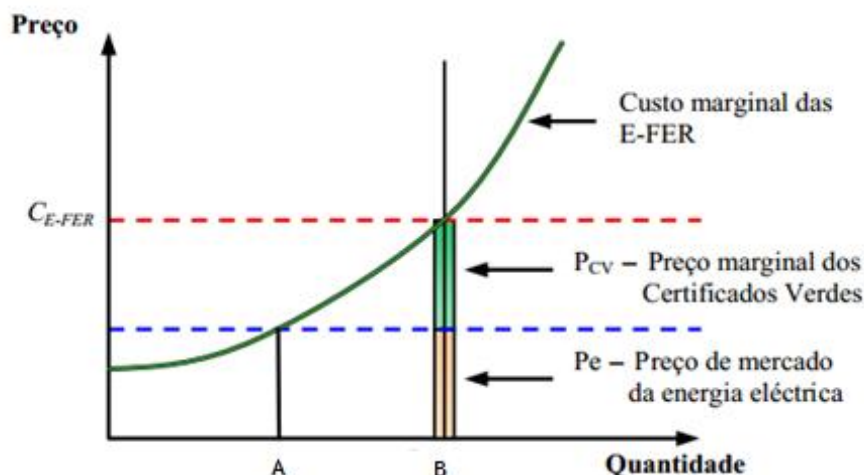


Figura 2.6 - Funcionamento de um sistema de certificados verdes [12].

Assim, considera-se que a procura de certificados verdes é determinada em função da quantidade de certificados verdes necessária para satisfazer a quota de produção e que a oferta é determinada em função do custo de produção de cada tecnologia. A intersecção destes dois parâmetros define o custo marginal de produção de E-FER (C_{E-FER}) que satisfaz a procura. Deste modo, o preço marginal dos certificados verdes é dado pela diferença entre o custo marginal de produção de E-FER e o preço de mercado da energia elétrica [12].

Quando o custo de produção é inferior ao preço de mercado da energia elétrica (até ao ponto A), não será necessário entrar no mercado de certificados verdes já que é possível

concorrer com os produtores de energia elétrica convencional. A partir do momento que o custo de produção é superior ao preço de mercado (entre o ponto A e B) será necessário garantir um valor adicional, dado pelos certificados verdes, ao da venda de energia por forma a tornar o sistema vantajoso. Depois do ponto B, como o custo de produção é superior ao custo marginal das E-FER os produtores terão de abandonar o mercado de certificados verdes porque o valor extra ganho com a venda dos CV não garante uma operação economicamente rentável [12].

2.4.4. Fiscalidade Verde

A ser implementado após 2015, a reforma da fiscalidade verde surge como um impulsionador para a inovação e eficiência no uso dos recursos naturais disponíveis, a diminuição da dependência energética do exterior e a implementação de métodos de geração e consumo mais sustentáveis, por forma a alcançar as metas internacionais num contexto de isenção fiscal e de competitividade económica [13].

O relatório preliminar lançado no dia 30 de Março de 2014 permitiu uma visão mais alargada sobre quais as principais áreas de intervenção inerentes a esta reforma:

- Estímulo da inovação e do desenvolvimento sustentável, contribuindo para o crescimento verde;
- Neutralidade fiscal, a aplicar ao sistema, globalmente;
- Alinhamento com os princípios e objetivos da política ambiental, vide, a identificada nas normas europeias;
- Contributo para as metas de ambiente e energia dos planos nacionais e compromissos europeus, nomeadamente a conservação da biodiversidade da União Europeia para 2020;
- Incentivo a boas práticas ambientais por entidades públicas e privadas, a par da respetiva responsabilização;
- Correção de incentivos desadequados;
- Incentivo à eficiência no uso dos recursos, rentabilizando e preservando o capital natural, e promovendo uma utilização sustentável do solo, do território e do espaço urbano;
- Simplificação da passagem para uma economia de baixo carbono;
- Harmonização com outros instrumentos e mecanismos reguladores da política ambiental, aplicados em cada sector;
- Promoção do alargamento da base tributável ambiental, para uma justa repartição de encargos;
- Eficiência e equidade, tanto na definição da incidência dos tributos, como na aplicação das receitas;
- Avaliação prévia de impacto, numa perspetiva transparente e participativa, e propondo sempre a introdução de mecanismos de monitorização e controlo das medidas sugeridas [13].

Capítulo 3

Sistemas solares fotovoltaicos

3.1. Autoconsumo

Define-se por **autoconsumo** a possibilidade de qualquer tipo de consumidor de energia instalar um sistema fotovoltaico, por forma a autoproduzir energia para consumo próprio. As instalações podem, ou não, estarem ligadas à rede elétrica de serviço público. Caso esteja ligada à rede esta é vista como uma reserva ou bateria do sistema e a energia que é gerada é utilizada para reduzir consumos ou reduzir a energia que é comprada à RESP. Este processo corresponde à autoprodução FV que um *prosumer* (advém da junção *producer* + *consumer*) consome em tempo real. O conceito engloba diversos tipos de setores entre os quais habitação, indústria, serviços e ainda agricultura [7].

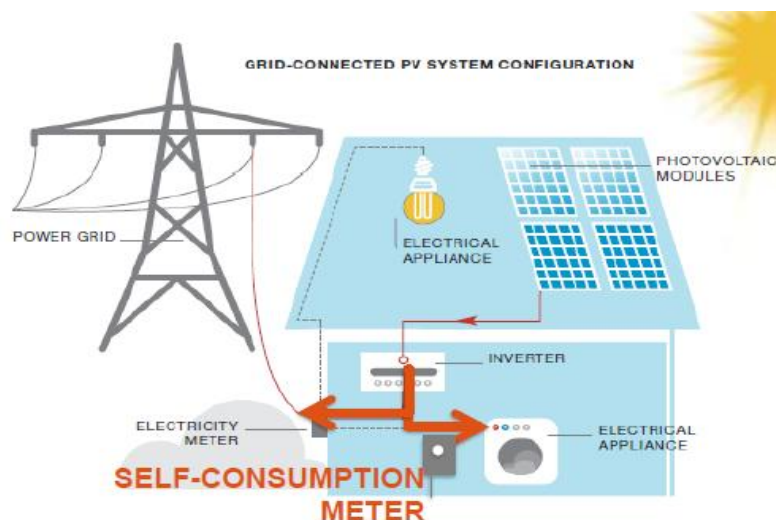


Figura 3.1 - Esquema explicativo do autoconsumo. Fonte: EPIA [21].

Este conceito pode ser dividido em duas categorias, um sistema isolado/autónomo e um sistema com ligação à rede elétrica. Nos próximos pontos são evidenciadas algumas diferenças.

3.1.1. Sistemas de autoconsumo isolados

Os sistemas isolados/autónomos estão isentos de ligação à rede pública de energia. A sua instalação por norma é realizada em locais longínquos onde se verifica alguma dificuldade no acesso à eletricidade. Nestes sistemas toda a energia consumida é gerada no local, armazenando o excesso de produção em baterias por forma a permitir o seu uso numa fase posterior. Este tipo de solução é facilmente adaptável para alimentar sistemas de iluminação e placas de sinalização rodoviária [7].

Este tipo de sistemas, para além de integrarem os módulos fotovoltaicos, inclui também os seguintes equipamentos:

- As baterias: a sua principal função consiste em assegurar a alimentação dos consumos de energia elétrica nos períodos em que o recurso solar não está disponível (período noturno);
- O regulador de carga: a sua principal função consiste em efetuar a gestão de carga das baterias;
- O inversor: para o caso de haver cargas a alimentar em corrente alternada (CA), a sua principal função consiste em converter a tensão contínua em tensão alternada, com a frequência e amplitude da rede [14].



Figura 3.2 - Sistema de autoconsumo isolado [15].

Através de um regulador de carga a energia elétrica necessária é armazenada nas baterias. Normalmente, essa energia é convertida de CC para CA a 231 V através de um inversor com capacidade de controlo de tensão. Deste modo é possível o uso de todo o tipo de equipamentos convencionais, tal como acontece numa instalação ligada à rede [14].

Existem sistemas isolados mais económicos e eficientes, adequados para instalações domésticas, que é o caso de sistemas de corrente contínua sem inversor.

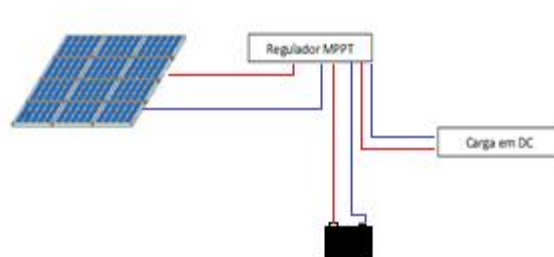


Figura 3.3 - Instalação típica para alimentar cargas CC (12,24 ou 48V) [14].

De salientar que para ambos os cenários, as baterias são colocadas em paralelo com o fluxo de energia do sistema. Com efeito, após ficar completamente carregado, o conjunto de baterias pode ser desligado de modo a que as cargas possam ser somente alimentadas pela energia que é produzida nos painéis [14].

3.1.2. Sistemas de autoconsumo com ligação à rede elétrica

Neste tipo de sistemas há uma ligação direta à rede elétrica de serviço público. A energia consumida pode ser obtida a partir da que é gerada, a chamada energia autoconsumida, ou então da que é adquirida da rede elétrica a energia consumida líquida, dando sempre prioridade à que é autoproduzida localmente. Consoante o destino do excedente de produção deste tipo de sistema é possível diferenciar os sistemas sem injeção na rede e os sistemas com injeção na rede [7].

3.1.2.1. Sistemas sem injeção na rede elétrica

Não injetando o excedente para a rede elétrica, a energia autoproduzida ou é utilizada instantaneamente ou é acumulada em baterias.

Para os sistemas sem capacidade de armazenamento de energia são necessários métodos para evitar que a energia excedente seja injetada na rede. Há equipamentos que analisam o fluxo de potência no ponto de entrada da instalação para que:

1. O inversor produza só a energia que as cargas da instalação pedem, evitando assim injeção de excedentes na RESP, assegurando-se uma corrente mínima da RESP às cargas;
2. Quando a produção fotovoltaica for residual, a RESP assegure a energia necessária para satisfazer a procura [7].

Se o sistema tiver capacidade de armazenar energia, esses mesmos equipamentos deverão analisar o fluxo de potência na entrada para que:

1. O inversor/regulador de carga produza só a energia que as cargas da instalação solicitam, sendo a energia excedente armazenada em baterias;
2. Quando a produção instantânea fotovoltaica for insuficiente ou inexistente, o sistema vá consumir prioritariamente a energia acumulada em baterias [7].

3.1.2.2. Sistemas com injeção na rede elétrica

Aqui um sistema ligado à rede produz a sua própria energia e encaminha o excedente para a rede, na qual também se abastece, em caso de necessidade.

Esse excedente injetado terá que respeitar algumas condições técnicas em termos de potência, limite de produção, limite de tensão, entre outros. Os fluxos de energia são medidos num contador de eletricidade e posteriormente tarifados de acordo com as normas regulamentares em vigor (tarifa, IVA, impostos, etc.)[7] .

Se o sistema não tiver capacidade de armazenamento irá se comportar da seguinte maneira:

1. Consumo real < Energia autoproduzida: a energia é injetada na rede (energia injetada líquida);
2. Consumo real > Energia autoproduzida: a energia é fornecida pela RESP (energia consumida líquida).

A figura 3.4 exemplifica o funcionamento deste método.

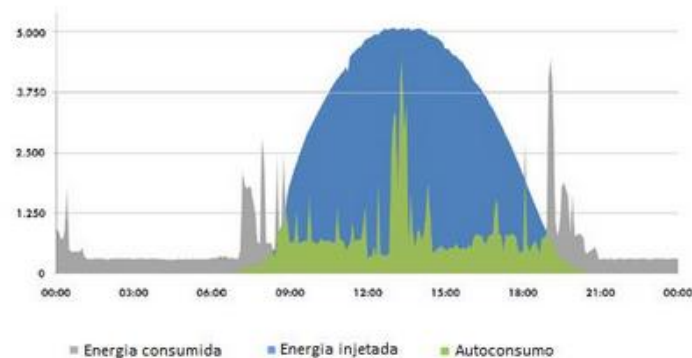


Figura 3.4 - Funcionamento de um sistema isolado fotovoltaico sem armazenamento (W/h) [22].

Caso seja implementado um sistema com capacidade de armazenamento, pode ser interessante guardar a energia que não é utilizada para uma utilização posterior, aumentando a taxa de autoconsumo. Na figura 3.5 observa-se um exemplo do funcionamento diário deste sistema. Entre as 10:00h e 18:00h uma parte da energia foi acumulada nas baterias possibilitando o seu uso no período noturno. Uma alternativa para maximizar este regime consiste no método de deslocação de carga para as épocas com produção mais elevada. Este processo pode ser feito manualmente ou então com o auxílio de equipamentos de controlo [22].

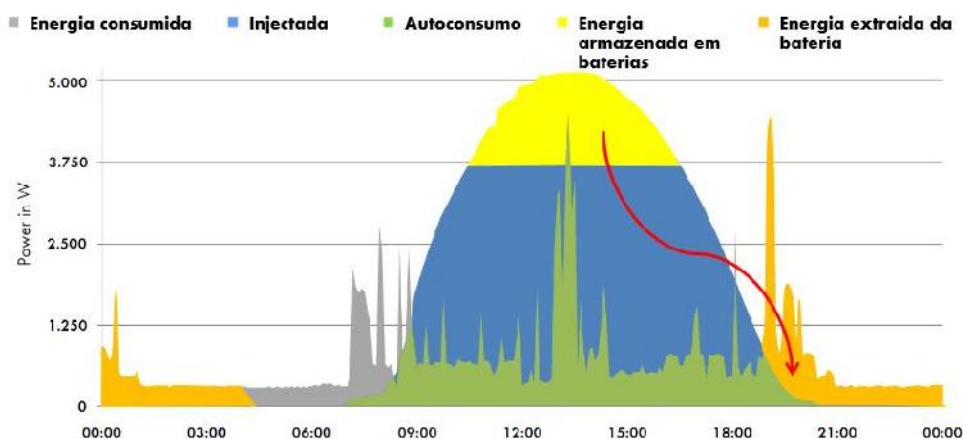


Figura 3.5 - Funcionamento de um sistema isolado fotovoltaico com armazenamento (W/h) [22].

3.2. Net-metering e Net billing

Num sistema com *net-metering* é medido a diferença entre os kWh consumidos pelo consumidor e os kWh produzidos. Tipicamente é usado um contador que aumenta por cada kWh que o consumidor compra à rede e diminui por cada kWh que o consumidor vende à *utility*. Classifica-se, portanto, como uma compensação física do volume de produção fotovoltaica em cima do volume do consumo de um consumidor durante um certo período de tempo, resultando num simples arranjo de facturamento [19].

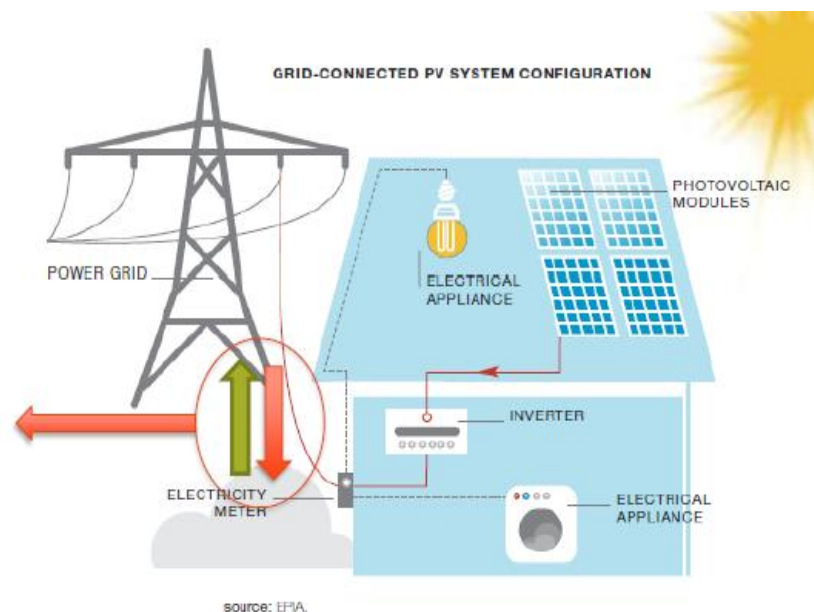


Figura 3.6 - Esquema explicativo do *net-metering*. Fonte: EPIA [21].

A título de exemplo (tabela 3.1) suponha-se os seguintes consumidores 1 e 2. Para o primeiro caso o contador regista 150 kWh (800 menos os 650) que resulta num pagamento dessa energia à rede por parte do consumidor. Já com consumidor número 2 o contador assinala um valor de -25 kWh obrigando a rede a pagar esse valor de energia ao consumidor [16].

Tabela 3.1 – Exemplo de aplicação de um sistema *net-metering* [16].

	Total kWh consumidos da rede	Total kWh produzidos e entregues à rede	kWh Contabilizados
Consumidor 1	800	650	150
Consumidor 2	875	900	-25

Relativamente a um sistema *net billing* mede os kWh consumidos e separa o que é gerado nos diferentes períodos horários, valorizando um valor diferente. Trata-se de uma compensação económica do valor produção fotovoltaica em cima do valor de consumo durante um certo período de tempo [16][21].

Tabela 3.2 – Exemplo de aplicação de um sistema *NetBilling* [16].

	Total kWh Consumidos da rede			Total kWh produzidos e entregues à rede			kWh Contabilizados		
	Horas de Ponta	Horas de Vazio	Total	Horas de Ponta	Horas de Vazio	Total	Horas de Ponta	Horas de Vazio	Total
Consumidor 1	240	560	800	130	520	650	110	40	150

Consumidor 2								
500	375	875	575	325	900	-75	50	-25

Para este modelo (tabela 3.2) o consumidor número 1 paga um valor pela energia nas horas de ponta (110kWh) e um valor pela energia nas horas de vazio (40kWh). Já o consumidor número 2 apenas paga um valor pelos 50 kWh nas horas de vazio enquanto a rede paga pelos 75 kWh nas horas de ponta.

3.3. Quadro resumo

A tabela 3.3. apresenta de forma sucinta uma caracterização dos modelos e o tipo de contagem associado. Um sistema sem instalação fotovoltaica necessita, para uma medição única do consumo real apenas de um contador unidirecional.

Se estiver integrado um modelo de autoconsumo a instalação terá que ter do lado painel um contador unidirecional que mede a energia autoproduzida e do lado do consumo um contador bidirecional que permite medir e diferenciar duas grandezas, a energia consumida líquida que é retirada da rede (B+) e a energia produzida líquida que é colocada na rede quando há excesso de produção (B-). De salientar que as medições estão separadas por períodos horários e que os preços de compra e venda de eletricidade poderão ser iguais ou diferentes, depende de como for estabelecido na legislação. Desta forma,

$$W_p \approx P_p, \text{ onde } W_p \text{ é a energia produzida medida no contador A} \quad (3.1)$$

$$W_c = \int P_c = W_{cl} + (W_p + W_{il}), \text{ onde } W_c \text{ é a energia consumida} \quad (3.2)$$

$$W_{il} = \int (P_p - P_c) \Big|_{se P_p > P_c}, \text{ onde } W_{il} \text{ é a energia injetada líquida medida no contador B -} \quad (3.3)$$

$$W_{cl} = \int (P_c - P_p) \Big|_{se P_c > P_p}, \text{ onde } W_{cl} \text{ é a energia consumida líquida medida no contador B +} \quad (3.4)$$

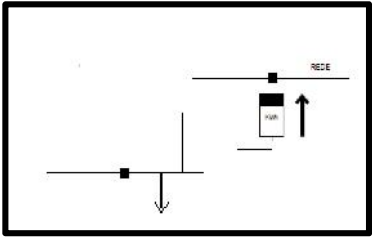
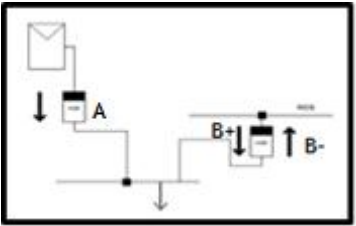
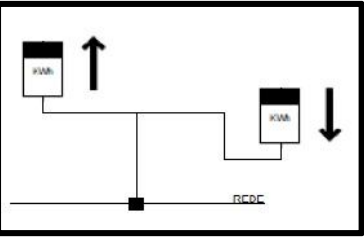
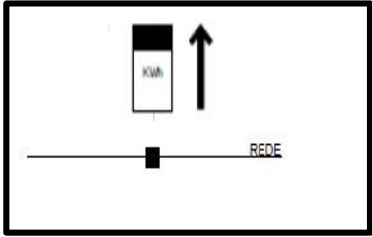
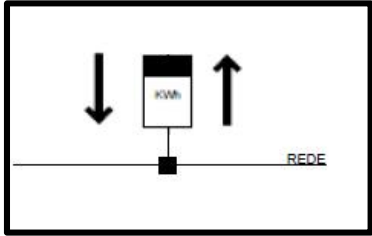
$$W_{ac} = W_p - W_{il}, \text{ onde } W_{ac} \text{ é a energia autoconsumida} \quad (3.5)$$

Num sistema de micro e minigeração existem dois contadores unidirecionais independentes, um para medir a produção e outro para medir o consumo real. Como já foi explicado, toda a energia produzida é injetada diretamente na rede.

Um modelo de *net-metering* necessita apenas de um contador unidirecional que mede a energia consumida líquida. Trata-se de um balanço de energia que funciona da seguinte maneira: contador gira para a frente quando retira energia da rede e gira para trás quando exporta energia para a rede. Para este caso existe só uma compensação física, não havendo nenhuma valorização sobre a energia produzida líquida.

Por último o *NetBilling* utiliza apenas um contador bidirecional para medição da energia produzida líquida e da energia consumida líquida. Com este contador é possível haver uma separação horária, como já foi explicado havendo uma compensação económica da energia injetada na rede.

Tabela 3.3 – Quadro resumo com a explicação dos modelos.

Tipo de contagem	Esquema
Designação: Sistema sem FV Tipo de contagem: Um contador unidirecional Grandezas medidas/Fluxos de energia medidos: (1) Energia consumida	
Designação: Autoconsumo Tipo de contagem: um contador bidirecional e um contador unidirecional Grandezas medidas/Fluxos de energia medidos: (1) Energia autoproduzida (2) Energia autoconsumida (3) Energia consumida líquida (4) Energia injetada líquida	
Designação: FiT (micro e mini geração) Tipo de contagem: Dois contadores unidirecionais Grandezas medidas/Fluxos de energia medidos: (1) Energia autoproduzida (2) Energia consumida	
Designação: Net-metering Tipo de contagem: Um contador unidirecional Grandezas medidas/Fluxos de energia medidos: (1) Energia consumida líquida	
Designação: Net Billing Tipo de contagem: Um contador bidirecional Grandezas medidas/Fluxos de energia medidos: (1) Energia consumida líquida (2) Energia injetada líquida	

3.4. Benefícios do autoconsumo

Na última década, os custos de energia elétrica residencial tem vindo a aumentar. A tabela 3.4 mostra a evolução da tarifa simples e bi-horário desde o ano 2001 até 2014.

As razões comunicadas pela ERSE para explicar o aumento da fatura de energia elétrica este ano 2014 incluem pontos relacionados com custos associados ao aumento do preço do petróleo no mercado internacional, que se traduz no preço do gás natural; diminuição acentuada do consumo de energia verificada desde 2005 até 2014 que criou uma forte pressão nas tarifas de eletricidade, nomeadamente nas componentes que representam os custos fixos do sistema; custos de interesse económico geral (CIEG) que tem sido adiados de modo a evitar variações nas tarifas; diminuição em 50% no preço do mercado das licenças de emissão de dióxido de carbono fazendo com que o valor das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito de estufa baixa-se e ainda custos associados à produção em regime especial (PRE) [23].

Tabela 3.4 – Evolução das tarifas de eletricidade [17].

Ano	IVA	Tarifa simples	Fora do Vazio	Vazio
2001	5%	0,0893	0,0893	0,0498
2002	5%	0,0920	0,0920	0,0503
2003	5%	0,0945	0,0945	0,0517
2004	5%	0,0965	0,0965	0,0528
2005	5%	0,0988	0,0988	0,0540
2006	5%	0,1011	0,1011	0,0552
2007	5%	0,1077	0,1077	0,0584
2007	5%	0,1071	0,1071	0,0582
2008	5%	0,1143	0,1132	0,0614
2009	5%	0,1211	0,1233	0,0663
2010	5%	0,1285	0,1382	0,0742
2010	5%	0,1285	0,1382	0,0742
2011	6%	0,1326	0,1448	0,0778
2011	6%	0,1326	0,1448	0,0778
2012	23%	0,1393	0,1551	0,0833
2013	23%	0,1405	0,1641	0,0870
2014	23%	0,1528	0,1785	0,0946

Em detrimento ao que se tem verificado na Europa, decréscimo dos custos de investimento do solar fotovoltaico ao longo dos últimos anos acompanhado com tecnologias que atingem novas categorias de maturidade, era expectável que os incentivos diminuíssem. O Despacho de 26 de Dezembro avançou cortes na ordem dos 66% para a microgeração e 30% para a minigeração, reduções que tornam os investimentos em sistemas deste tipo economicamente impraticáveis. De realçar que o setor sobrevive atualmente graças aos incentivos bonificados uma vez que não existe mais nenhuma alternativa legal.

No momento em que uma FER produz eletricidade a um custo que é menor ou igual ao preço do poder de compra da rede elétrica, está-se perante a uma paridade com a rede.

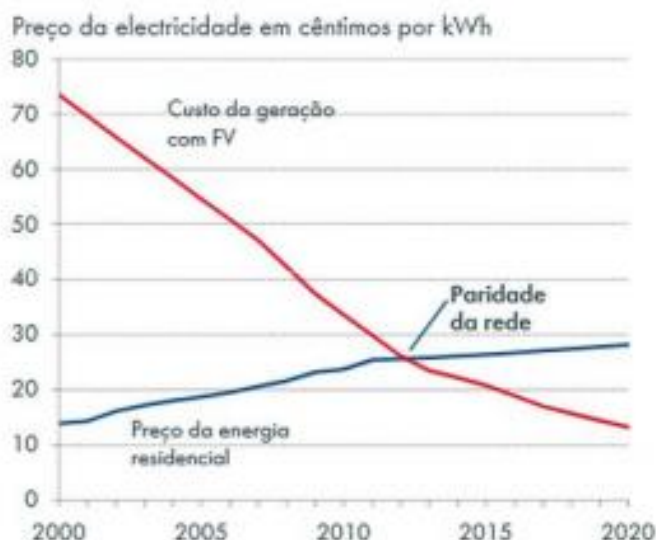


Figura 3.7 - Paridade com a rede [22].

Dito isto, o autoconsumo surge como uma nova filosofia que permite ao mesmo tempo reduzir os custos de eletricidade e criar um mercado solar fotovoltaico mais sustentável. Este tipo de modelo permitirá olhar numa perspetiva de poupança financeira em vez do atual sistema baseado em ganhos diretos da venda à RESP da energia total autoproduzida. Os próximos pontos destacam uma série de vantagens inerentes a este sistema e que serão alvo de análise.

3.4.1. Sensibilização e consciencialização da conservação de energia

Um dos desafios mais importantes na política energética está relacionado com a eficiência energética. O autoconsumo pode fazer uma contribuição significativa uma vez que o fator chave que permite explorar o potencial que reside na conservação da energia passa pelos comportamentos dos consumidores [24].

Um estudo realizado pela comissão europeia conclui que “uma medição exata do consumo de energia é um dos métodos mais eficientes que permite aos consumidores racionalizar energia.”[40]. O consumidor ao ter acesso, de uma forma transparente e consciente, ao seu padrão de consumo, terá interesse em conservar a energia por forma a garantir as suas necessidades.

3.4.2. Aumento dos investimentos privados

A necessidade em apostar em áreas relacionadas com a proteção climática, eficiência energética e energias renováveis apresenta-se como uma mais-valia para alcançar metas ambiciosas propostas pela UE. Contudo este investimento não é uma tarefa fácil quando se verifica atualmente uma crise no setor financeiro e um aumento das incertezas associado à estabilidade do euro. Conhecendo as características do autoconsumo, este método irá contribuir para um melhor financiamento na transição energética [24].

Portanto, tendo o consumidor liberdade para investir em FER irá fazer com que a fonte de financiamento seja menos exposta a riscos e incertezas do mercado financeiro. Na realidade, quanto mais instáveis forem os fundos de investimentos mais provável o consumidor final irá procurar em diversificar as suas poupanças em questões energéticas, como o autoconsumo [24].

3.4.3. Melhoria na estabilidade da rede

A incorporação de unidades de produção de energia elétrica nas redes de distribuição pode conduzir a benefícios interessantes, nomeadamente o de alcançar programas governamentais ambiciosos.

As concessionárias das RND tem em conta o crescimento natural das cargas mediante a realização de investimentos em novos equipamentos e se necessário em novas subestações. Contudo o reforço da rede por estes meios pode ser inviável economicamente. Assim sendo, o autoconsumo pode contribuir para o deferimento de investimentos, em que o seu valor depende do respetivo montante e da duração temporal do seu adiamento [26].

De salientar que para além de ajudar na operação das redes de distribuição, evitando reforços de alto custo, este sistema influencia na redução das perdas.

3.4.4. Aceitação pública

Segundo a Diretiva 2012/27/EU publicada no dia 14 de Novembro de 2012, a política energética Portuguesa tem por base três pilares fundamentais:

1. **Segurança do abastecimento:** aumentar a segurança do aprovisionamento energético por forma a limitar a dependência externa e diminuir o consumo da energia primária;
2. **Proteção ambiental:** reduzir de forma eficaz os efeitos nocivos sobre o ambiente;
3. **Competitividade da economia:** o crescimento da economia sob o ponto de vista energético contribui para aumentar a procura de soluções tecnológicas inovadoras que permite colocar o mercado português numa posição mais competitiva [24].

Este triângulo apresenta uma lacuna quando se pretende explicar as verdadeiras dificuldades na implementação em projetos ambiciosos que pretendem aumentar a eficiência energética. Um estudo realizado por *Hauff et al* salienta que o principal desafio para aumentar o nível de penetração das fontes renováveis é a aceitação por parte do consumidor. A ideia passa por substituir o triângulo por um quadrado de política energética [24].

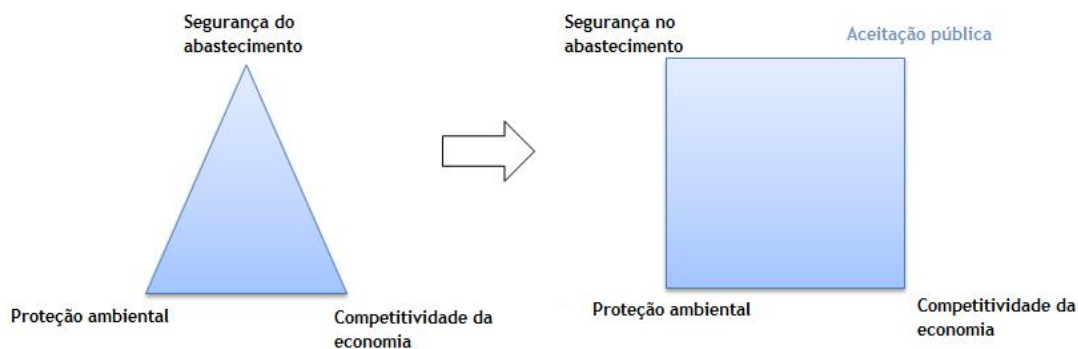


Figura 3.8 - Triângulo e quadrado representativo da política energética. Fonte: *SunEdison* [24].

A grande dificuldade na aceitação pública para integrar sistemas desta categoria advém da pouca recetividade que o consumidor tem a períodos de retorno superiores a 5 anos. Todavia é expectável que, ao atingir a paridade com a rede (Figura 3.7 - Paridade com a rede [22].), o consumidor assuma um papel mais ativo na gestão da sua energia por forma a obter uma poupança, reduzindo ou até mesmo anulando a compra de energia à rede elétrica.

3.4.5. Mudança das tarifas *feed-in* (FiT)

O aumento da implementação do autoconsumo vai fazer com que a dependência atual em apoios financeiros, como FITs, seja reduzida. Uma parte crescente do fluxo de receita será assegurada, neste caso, pelas economias feitas na conta de energia elétrica. Desta forma garante-se que os consumidores tenham um comportamento direcionado mais para a poupança energética do que um comportamento estimulado pela rentabilidade do investimento inicial [24].

Além disso, os modelos de consumo diretos têm uma grande vantagem sobre FiTs que apenas consideram a diferença entre o consumo e a produção. Enquanto os FiTs só tem em conta os fluxos de energia elétrica, os sistemas de autoconsumo concentram-se mais no saldo líquido, uma análise mais justa no que concerne à realidade física de trocas de energia entre o *prosumer* e a rede [24].

3.5. Barreiras e desafios ao autoconsumo

Como já foi referido no capítulo anterior, o autoconsumo trará benefícios significativos para os consumidores de energia em alguns anos. A questão que se coloca agora é de saber se os países europeus, em particular Portugal, estão preparados para ultrapassar algumas barreiras legais e/ou económicas que estão atualmente desincentivar o seu desenvolvimento.

Nos pontos que se seguem serão expostos os principais obstáculos da integração do autoconsumo de eletricidade.

3.5.1. Competitividade e liberalização do mercado de eletricidade

Num sistema de autoconsumo grande parte das receitas são asseguradas pelas economias feitas na fatura de eletricidade. Por isso, urge a necessidade de um mercado de eletricidade competitivo e liberalizado que permita que os preços reflitam nos custos para tornar o autoconsumo uma solução competitiva. Estes custos são fundamentais na liberalização do mercado, uma vez que correspondem à componente que pode ser livremente negociada entre o consumidor e o fornecedor [25]. O relatório anual sobre os resultados da monitorização dos mercados internos da eletricidade e do gás natural em 2012 da Agência para Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) refere que em 2012 mais de 50% dos consumidores domésticos foram fornecidos a preços regulados (Figura 3.9 - Distribuição dos preços regulados de eletricidade para consumidores domésticos na Europa. Fonte: ACER [24].). Na maioria dos Estados-Membros da UE, esse grau de cobertura permaneceu constante comparativamente a 2011, no entanto, Portugal viu esse valor diminuir até à data de hoje, como já foi demonstrado no capítulo 2.

Se os preços não refletirem nos custos pode impedir a competitividade e, portanto, representa uma barreira de entrada para o autoconsumo fotovoltaico.

Country	% of households with regulated prices	
	2011	2012
Belgium	7.6%	8.4%
Bulgaria	100.0%	100.0%
Cyprus	100.0%	100.0%
Denmark	85.0%	80.0%
Estonia	100.0%	100.0%
France	94.0%	93.0%
Greece	98.7%	99.9%
Hungary	99.6%	98.3%
Italy	83.4%	80.0%
Latvia*	97.4%	97.3%
Lithuania	100.0%	100.0%
Malta*	100.0%	100.0%
Northern Ireland*	97.4%	89.8%
Poland	99.9%	99.5%
Portugal	94.5%	90.2%
Romania	100.0%	100.0%
Slovakia	100.0%	100.0%
Spain	74.4%	59.4%

Figura 3.9 - Distribuição dos preços regulados de eletricidade para consumidores domésticos na Europa. Fonte: ACER [24].

De salientar ainda as diferenças entre os preços da eletricidade na Europa (figura 3.10) Nos Estados-Membros em que praticam preços mais altos, os consumidores pagam 2,5 a 4 vezes mais do que nos que praticam preços mais baixos. As razões que levam a que esta desigualdade são as seguintes:

- **Taxas** são visíveis diferenças significativas entre os Estados-Membros no que respeita às proporções relativas e aos valores absolutos desta componente nos preços da energia. Os impostos financiam medidas de política energética e climática mas também internalizam os custos externos da geração e do consumo de energia e suportam políticas específicas no domínio da energia;

- **Encargos de transporte e distribuição** da rede devido a práticas nacionais de regulamentação das tarifas e de repartição dos custos da rede que variam consideravelmente entre os diferentes Estados-Membros;

- **Elemento da energia** é, comparativamente com os outros dois, o que contribui mais no preço da eletricidade, embora a sua participação esteja a diminuir. Salienta-se que os preços retalhistas tem vindo a aumentar enquanto nos preços grossistas da eletricidade diminuíram entre 35% e 45% durante o período 2008-2012 nos principais mercados europeus de referência. A relação entre estes preços pode ser reduzida com medidas políticas em resposta às preocupações dos agregados familiares ou setores de atividade vulneráveis [22] [25].

Estes fatores conduzem a uma situação em que os preços de eletricidade praticados variam significativamente de um Estado-Membro para outro.

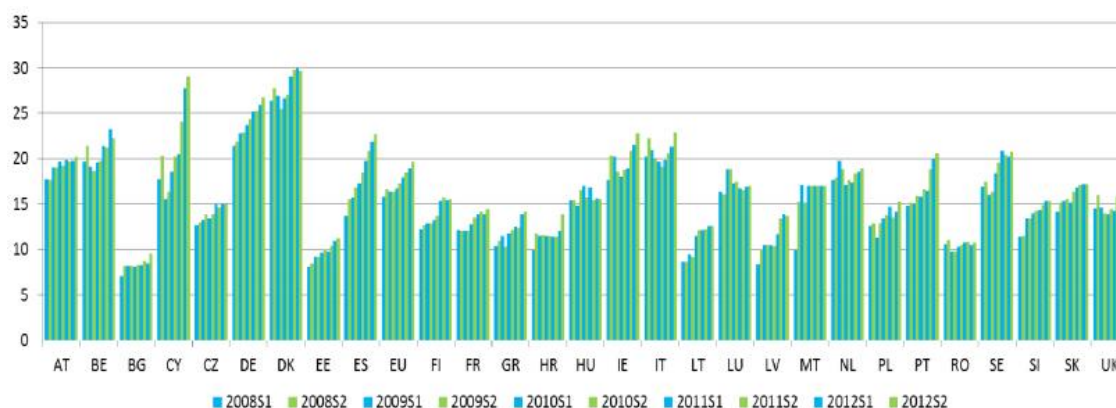


Figura 3.10 - Evolução dos preços retalhistas de eletricidade (€/kWh incluindo impostos) para consumidores domésticos na Europa. Fonte: Comissão Europeia [25].

3.5.2. Desconhecimento sobre as vantagens de mudar para as alternativas

Uma mudança no comportamento dos consumidores influencia diretamente no processo de concorrência entre as diferentes empresas no mercado. Uma taxa alta elevada é sinal de consciência adequada dos consumidores e concorrência no mercado. Em contrapartida, uma taxa pequena indica um equilíbrio de preços.

Apesar de já existirem ofertas aliantes no mercado elétrico, denota-se que entre 2011 e 2012 os consumidores não mudaram maciçamente de fornecedor. Segundo dados da ACER (figura 3.11), Portugal verificou um aumento de 12,1% devido à introdução de mudanças frequentes nas tarifas transitórias. Após o fim das tarifas existirá um período máximo de 3 anos onde serão aplicadas tarifas transitórias que serão superiores ao preço do mercado por forma a garantir uma mudança progressiva dos consumidores para os comercializadores no mercado livre [29].

Embora a deslocação para outro fornecedor não seja um pré-requisito para integrar o autoconsumo, a alteração no comportamento do consumidor coloca o sistema fotovoltaico numa posição mais aberta e transparente.

Country	Switching rates 2012	Switching rates 2011	Difference 2012-2011
Portugal	13.2	1.1	12.1
Belgium	14.8	9.7	5.1
Slovakia	5.0	1.4	3.6
The Netherlands	12.6	9.7	2.9
Greece	4.0	1.8	2.2
Slovenia	5.9	4.0	1.9
Denmark	3.7	1.8	1.9
Norway	13.0	11.3	1.7
Spain	11.6	10.0	1.6
Hungary	1.6	0.3	1.3
Sweden	9.9	8.9	1.0
Italy	6.4	5.8	0.6
Czech Republic	7.6	7.4	0.2
Bulgaria	0.0	0.0	0.0
Cyprus	0.0	0.0	0.0
Estonia	0.0	0.0	0.0
Germany	7.8	7.8	0.0
Latvia	0.0	0.0	0.0
Lithuania	0.0	0.0	0.0
Northern Ireland	2.0	3.0	0.0
Romania	0.0	0.0	0.0
Luxembourg	0.1	0.2	-0.1
France	3.6	3.9	-0.3
Austria	1.0	1.4	-0.4
Finland	7.5	8.6	-1.1
Great Britain	12.1	15.4	-3.3
Ireland	10.6	15.1	-4.5
Malta	NA	NA	
Poland	0.6	NA	

Figura 3.11 - Taxa de transferência para consumidores domésticos na Europa. Fonte: ACER [27].

3.5.3. Desenvolvimento e integração de *smartmeters* e sistemas de armazenamento

Os *smartmeters* (medidores inteligentes) são dispositivos que facilitam na comunicação entre produtores e consumidores e auxiliam na gestão do consumo de energia. A Diretiva 2009/72/CE impõe a exigência de que pelo menos 80 % dos consumidores devem ser equipados com sistemas de contadores inteligentes até 2020, onde a sua implementação é avaliada positivamente numa análise de custo-benefício [27].

Outro impulsionador para o desenvolvimento do autoconsumo é o armazenamento. Hoje em dia, para além desses dispositivos de armazenamento serem caros não existe nenhuma política de incentivo para a sua integração.

Segundo cálculos da EPIA, assumindo que o armazenamento apresenta uma economia de 70% em autoconsumo, um *prosumer* terá entre € 0,05/kWh e € 0,19/kWh disponível para investir em aparelhos de armazenamento [25].

Com os consumidores a tornarem-se uma nova fonte de investimento para o desenvolvimento fotovoltaico, torna-se interessante criar novas linhas de apoios de financiamento.

3.5.4. Desafios no investimento nas redes de distribuição

Novas medidas de integração da rede terão de ser implementadas uma vez que, como já foi explicado no início do capítulo existe a possibilidade de injetar o excesso de energia na rede elétrica.

É importante garantir uma utilização eficaz de autoconsumo por forma a satisfazer os consumidores, sistemas de distribuição e transporte. Uma vez que o perfil de carga e a geração FV estão em constantes flutuações torna-se imprescindível medidas técnicas que permitam equilibrar estes dois fatores. Como foi enunciado no ponto anterior, o armazenamento de energia pode desempenhar um papel interessante [25].

É preciso explorar as relações entre consumidores e sistemas para promover o desenvolvimento ao autoconsumo.

3.5.5. Desafios na regulamentação e no mercado de eletricidade

A existência de um quadro regulatório nacional irá desempenhar um papel crucial no desenvolvimento do autoconsumo. Um pré-requisito básico é garantir aos consumidores o direito de consumir diretamente a eletricidade que produzem.

Numa visão macroeconómica, os mercados retalhistas e grossistas terão de encontrar um ponto de equilíbrio. Grandes quantidades de energia fotovoltaica autoconsumida poderá modificar o perfil de carga e assim, aumentar competitividade no mercado. Ao mesmo tempo, há necessidade de garantir que os benefícios produzidos por FER no mercado grossista são devidamente transmitidos aos consumidores finais [25].

Capítulo 4

Modelos Mundiais

Existem diversos modelos de autoconsumo implementados em vários países europeus. Em alguns casos, o esquema base apoia-se no *net-metering* como o caso da Bélgica, Dinamarca e Holanda, enquanto noutros (como Espanha, Reino Unido, Alemanha e Itália) têm realçado mecanismos que promovam um consumo instantâneo da eletricidade que é produzida. Observa-se por toda a Europa diferentes variantes entre estas duas abordagens.

Uma análise geral mostra diferenças estruturais nomeadamente nos tipos de apoio. A tabela 4.1 resume quais os modelos aplicados atualmente nos países europeus.

É de destacar que os regimes de apoio direto baseiam-se na compra direta de produção de eletricidade (FiT, FiP, leilões, CV) ou então na redução das despesas de capital no início do projeto (subsídios, redução de impostos). Alguns dos atuais regimes terão que ser reajustados com a implementação de novos modelos, como o autoconsumo e *Net-metering*. Alguns países já o fizeram e já demonstraram que para utilizadores com sistemas fotovoltaico de menor dimensão tornou-se uma solução valiosa.

Tabela 4.1 — Modelos europeus [30].

	FiT	FiP	CV	Leilões	Incentivos fiscais	<i>Net-metering</i>	Autoconsumo
Áustria	✓						
Bélgica			✓		✓	✓	
República Checa	✓	✓					
França	✓			✓	✓		
Alemanha	✓	✓					✓
Grécia	✓				✓		
Itália	✓	✓			✓	✓	
Holanda	✓	✓		✓	✓	✓	✓
Portugal	✓			✓	✓		
Espanha	✓						✓
Reino Unido	✓		✓		✓		✓
Croácia	✓						✓

A figura 4.1 apresenta uma visão geral dos sistemas de autoconsumo e *net-metering* existentes na UE.

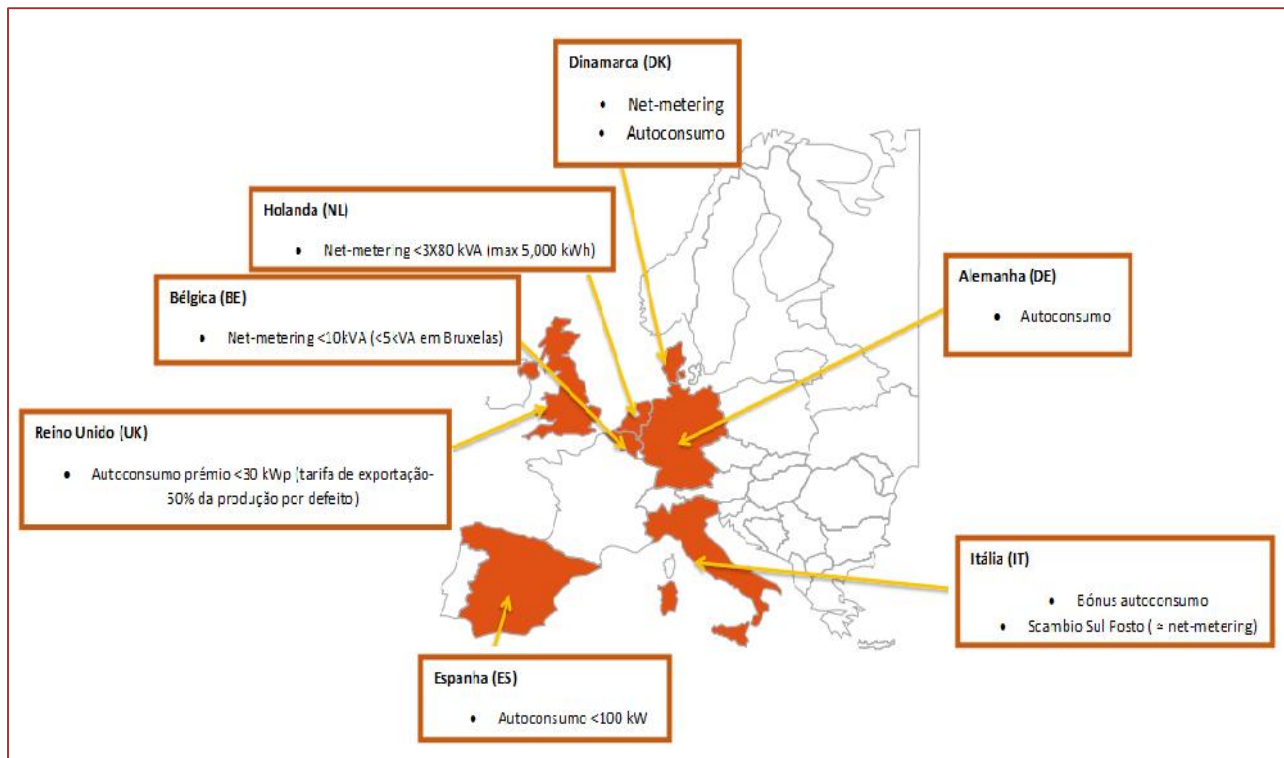


Figura 4.1 - Caraterização dos modelos europeus [21].

Nos restantes países, existe uma lacuna legal e económica por forma a enquadrar este tipo de modelos. Todavia, atualmente está em aberto a possibilidade de integrar estes sistemas.

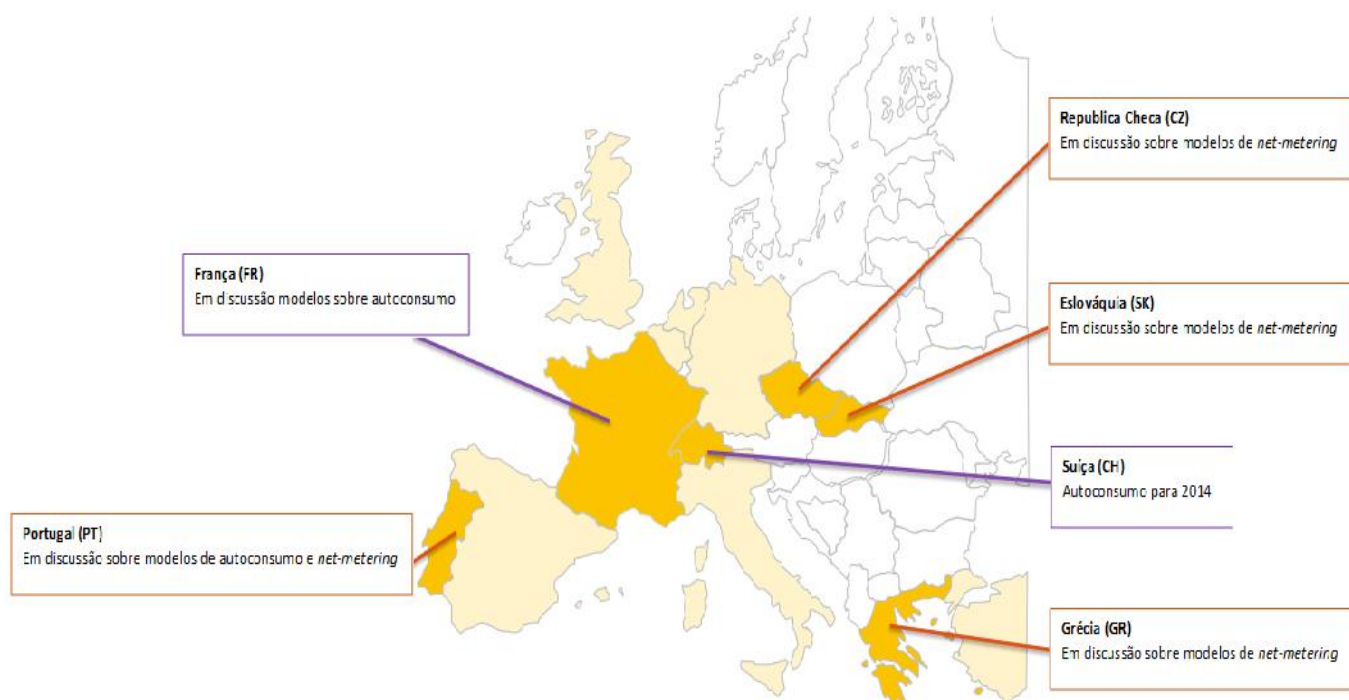


Figura 4.2 - Países europeus sem autoconsumo e *net-metering* [21].

Sabendo que os modelos fotovoltaicas são na sua maioria dependentes de programas de incentivo, como já foi demonstrado, o direito do consumidor de escolher livremente torna-se numa questão pertinente. A próxima figura que mostra que a competitividade do FV já atingiu alguns países que marcam mais o setor fotovoltaico na Europa.

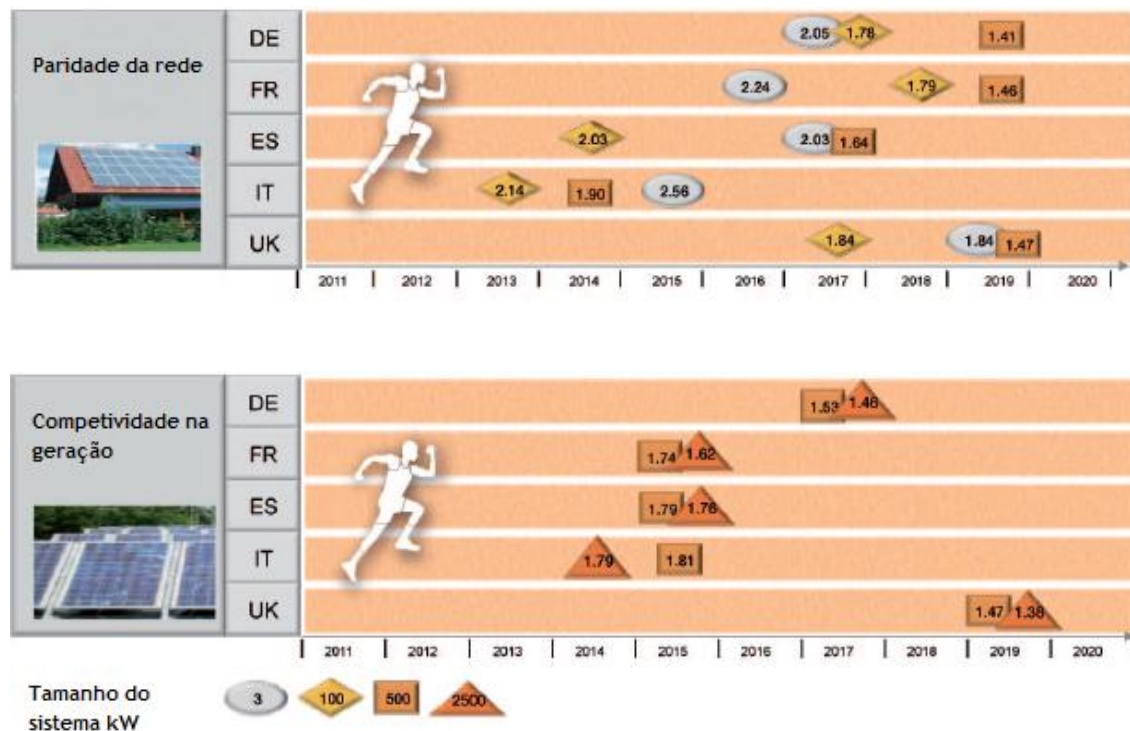


Figura 4.3 - Competitividade e paridade com a rede a nível europeu [24].

A paridade com a rede é atingida quando os utilizadores comparam o custo de geração FV com a eletricidade convencional. Em Itália foi ressentido para o setor comercial, em 2013, chegando a atingir alguns consumidores na França e na Espanha, em 2014, será difundido por 2016/2017 e completa em 2019. Isto também significa que entre 2014 e 2020 mais de 129 milhões de famílias podem alcançar a paridade com a rede nesses cinco países. Na figura 3.10 do capítulo anterior é possível observar o peso do preço de eletricidade para os diferentes setores na Europa. Chipre, Alemanha e Dinamarca apresentam uma tarifa de eletricidade bastante elevada [24].

Para os utilizadores com um sistema fotovoltaico maior, o conceito de competitividade na geração é relevante. Estima-se que FV será competitivo em Espanha, França e Itália em 2015, enquanto a Alemanha e o Reino Unido seguirá em 2017 e 2019, respetivamente.

Assim, a competitividade do fotovoltaico irá permitir que qualquer consumidor de eletricidade faça uma escolha competitiva, se não existirem barreiras que impeçam de fazer essa escolha.

4.1. Países europeus

4.1.1. Espanha

Em Espanha desde Novembro de 2011 foi autorizado o autoconsumo, sem qualquer tipo de prémio associado, mediante certas condições para sistemas até 100 kW. Recentemente, o governo espanhol surgiu com uma medida que ainda está a ser discutida que é a possibilidade de ser criada uma multa até 30 milhões de euros a quem for apanhado por utilizar este tipo de tecnologia sem declarar ao governo espanhol. A somar a essa medida, que abalou o mercado fotovoltaico, acrescenta o imposto extra de 7% sobre o autoconsumo por forma a tornar mais caro em relação à rede normal. Isto surgiu por pressão das grandes companhias energéticas que receiam uma queda acentuada do consumo de energia caso os cidadãos resolvam adotar este tipo de sistema. O Governo quer implantar o autoconsumo aos poucos, sem mexer no sistema vigente. Para tal, a solução passou por "... implantar um imposto para a energia que é recebida do sol", reforça Mario Sorinas da empresa *Electrobin*. Apesar de não estar implementado, ainda está em aberto a possibilidade de introduzir um conceito de *net-metering* parcial que consiste num cálculo de base anual da compensação do fluxo de eletricidade, enquanto os custos da rede são suportados pelo proprietário do sistema FV [25].

4.1.2. Alemanha

Em 2011 na Alemanha o incentivo para o autoconsumo baseava-se num modelo com uma tarifa de prémios (FIP). Se a taxa de autoconsumo fosse superior a 30% a remuneração seria ainda maior, incentivando os consumidores a aumentar o seu consumo direto. Desde essa altura, o preço de venda de energia elétrica, em alguns casos mais elevado no setor doméstico, sobrepôs-se ao custo de geração de um sistema fotovoltaico. O autoconsumo tornou-se, obviamente, mais rentável do que um *feed-in-premium*, o que levou as autoridades alemãs a definir outros incentivos ao autoconsumo. Além disso, a Lei de Energia Renovável alemã (EEG) em 2012 introduziu um fator limitante para injeção na rede, favorecendo o consumo direto: apenas 90% da produção elegível para um sistema integrado num modelo FIP (para sistemas acima 10kWp), a legislação promove o autoconsumo ao invés da produção pura. Desde aí o autoconsumo é um dos principais impulsionadores do mercado (95% dos sistemas comissionados) [25].

Atualmente está em discussão a aplicação de uma taxa ao autoconsumo de eletricidade renovável, que poderá comprometer o desenvolvimento da energia de baixo carbono. O governo alemão propôs no início deste ano 2014 a aplicação de uma taxa para os *prosumers* com instalações fotovoltaicas com mais de 10 kW de 50% da sobretaxa EEG, o que equivale a 0,03€/kWh. Contudo o Conselho Federal alemão (*Bundsrat*) reprovou esta medida e sugeriu que essa taxa deveria ser limitada a 15%, sublinhando que os sistemas com potências de autoprodução menores (menos de 30 kW e potência) deverão estar isentos. Um estudo realizado pela TSN *Emnid* conclui que 73% da população alemã se contrapõe à implementação desta medida [39].

4.1.3. Itália

Em 2011, Itália atingiu um patamar de recorde mundial em energia produzida, um sucesso garantido devido à legislação específica, dirigido por decreto do "*Conto Energia*". A produção de energia fotovoltaica é encorajada pelo *Conto Energia*, um apoio que premeia a energia produzida por sistemas fotovoltaicos. O "*Conto Energia*" é necessário para obter os incentivos calculados sobre a energia produzida, no entanto, quando a energia produzida excede a consumida pode-se utilizar modelos para gerenciar esse excesso de energia, como o *Scambio Sul Posto* e *Ritiro Dedicado*.

O "*V Conto Energia*", para um sistema de autoconsumo, a remuneração total será dada pela soma da tarifa *omnicomprensiva* sobre a energia líquida fornecida à rede e da tarifa de prémio sobre a energia líquida consumida no local.

A pergunta que se coloca é a seguinte “será que os consumidores e/ou produtores italianos, para 2014, têm ao seu dispor incentivos suficientemente bons para apostar ou então manter um sistema de autoconsumo fotovoltaico?”

O grande incentivo passa por uma economia de energia e de custos da fatura de eletricidade com auxílio do autoconsumo e ainda da venda de excedentes para a rede pública. O desafio será criar um plano de recuperação económica por forma a equilibrar o investimento inicial e o consumo de energia. Dito isto, e sabendo que existem inúmeros fatores que influenciam na decisão do consumidor (potência, localização, tipologia do painel, entre outras), nos próximos pontos vão ser apresentados com mais detalhe quatro métodos para obter um apoio sobre este sistema:

- **Deduções fiscais de 50%**, que foi estendido para o final de 2014, reduziu pela metade o custo de construção da fotovoltaica. Os custos reduzidos em 50% garantidos em 20 anos dão rentabilidade em comparação aos incentivos da conta de energia;
- **Scambio sul posto**, agrupado com as deduções fiscais, permite compensar os custos da fatura de eletricidade com uma parte da energia fornecida à rede. Este mecanismo de compensação financeira entre as injeções e consumos garante a remuneração de toda a energia fornecida à rede e ainda a que se retira para o próprio consumo;
- **Ritiro dedicato** (RID), combinado com as deduções fiscais é uma venda à GSE (operador elétrico) de toda a energia produzida e alimentada na rede. A vantagem do *Ritiro Dedicado* é a venda através dos preços mínimos garantidos, que protegem o produtor se os preços da energia no mercado descenderem também. O *Ritiro Dedicado* é aconselhado para grandes instalações (mais de 100-200 kW) para venda de energia e não para autoconsumo;
- **SEU- sistemas eficientes de consumo de energia**, são sistemas que permitem a um produtor de energia a partir de fontes renováveis vender diretamente a energia produzida a um consumidor que se encontra no mesmo local. É uma forma de implementar uma venda direta, sem intermediários [31].

4.1.4. Reino Unido

No Reino Unido os incentivos que suportam a tecnologia fotovoltaica são os FiT, certificados verdes (administrado pelo *Ofgem- Office of Gas and Electricity Markets*) e ainda o autoconsumo. A tarifa de geração é paga pela eletricidade produzida, independentemente de ser ou não exportada para a rede nacional. Adicionalmente, é pago um extra de 0,055 € pela energia que é injetada. Assume-se, por defeito, que 50% da energia é autoconsumida para sistemas com uma capacidade abaixo dos 30 kWp. A título de exemplo de como é aplicado: um consumidor que gera 100kWh e autoconsome 70kWh - no final recebe uma tarifa por os 100kWh produzidos, mais uma tarifa de exportação de 50kWh e ainda um benefício por não necessitar de comprar 70kWh à rede. É possível afirmar que o direito de autoconsumir aliado a uma tarifa prémio e de exportação faz com que neste país o modelo seja mais atraente em comparação com a Itália ou Alemanha [25] [32].

4.1.5. Bélgica

Na Bélgica os modelos aplicáveis são os certificados verdes e o *net-metering*. Para sistemas entre 10-250 kWp, os CV são atribuídos se cumprirem três condições: 1. Pelo menos 50% da produção é autoconsumida numa base trimestral; 2. Uma auditoria energética realizada por uma empresa de consultadoria confirma que o retorno do investimento é superior a 5 anos; 3. Nenhum subsídio ao investimento é usado mais de 50% do total dos custos de investimento FV. Se uma dessas condições não for respeitada, apenas 1 CV/MWh é atribuído. Em cima dos lucros gerados pelo CV, a eletricidade pode ser consumida pelo produtor, vendida a um fornecedor de eletricidade ou virtualmente trocadas graças à opção de *net-metering* [32].

4.2. Outros países

4.2.1. Brasil

Além dos casos analisados mais países estão atualmente a estudar formas de promover o autoconsumo de forma proactiva. Um exemplo muito relevante de tal apoio emergente é o caso do Brasil. O órgão regulador brasileiro (ANEEL) propôs novas regulamentações para eliminar barreiras administrativas existentes, simplificando o processo de licenciamento em curso. Além disso, as taxas de utilização da rede seriam significativamente reduzidas para os autoconsumidores e o *net-metering* seria introduzido com um período de remuneração de 12 meses. Mais especificamente, o regulador brasileiro propõe a definição de dois tipos diferentes de autoconsumidores: Microgeração Distribuída Incentivada para sistemas de até 100 kW, que estão ligados ao sistema de consumo, bem como a Minigeração Distribuída Incentivada para sistemas até 1 MW que podem ser ligados ao sistema de consumo ou para a rede dentro da mesma área de concessão. Isto significa que a geração para o autoconsumo pode ser desenvolvido num local diferente do consumo. Atualmente está definido no regulamento que instalações fotovoltaicas até aos 1.000kVA poderem ser usadas em autoconsumo injetando na rede o excedente que fica em crédito na concessionária por 18 meses [24].

4.2.2. Japão

O Japão está a promover o autoconsumo com base num modelo de recompra de 10 anos para o excesso de eletricidade gerada, mas não a autoconsumida. Este é organizado para instalações FiT com uma capacidade até 500 kWp - para os sistemas maiores terão de negociar preços com as empresas de serviços públicos que são obrigados a comprar. Além disso, a *utility* japonesa está a oferecer tarifas que permitem a discriminação de preços de consumo de energia em diferentes momentos do dia. Isso contribui para uma distribuição de carga mais suave, pois os consumidores são incentivados a autoconsumir durante os horários de pico mais caro. A abordagem japonesa combina assim dois tipos de apoio, um FiT e outro compensado em diferentes horas do dia [24].

4.2.3. México

O México segue uma lógica diferente ao não aplicar o conceito de proximidade que define o autoconsumo. O modelo oferece uma taxa de transporte fixa para o uso da rede de energia elétrica pública, se um consumidor possuir pelo menos uma ação ativa na geração. Em geral, os serviços públicos devem dar prioridade à energia elétrica que é gerada por fontes renováveis, equilibrar o excedente para usar num momento posterior e fornecê-lo ao fornecedor num momento de maior procura, se a energia fornecida à rede não for necessária de uma só vez. Como o fotovoltaico já é competitivo em certas regiões com alta irradiação no México, o conceito de autoconsumo é, de fato, já aplicada por vários consumidores [24].

4.3. Aplicação de modelos

Por forma a comparar os modelos vai-se assumir para um consumidor doméstico com um consumo anual de 3,500 kWh e um sistema fotovoltaico que produz por ano 3,300 kWh. Cerca de 30% dessa energia produzida é instantaneamente autoconsumida e os restantes 70% é injetado na rede [32].

No caso de *net-metering*, numa base anual, parte da energia necessitada para consumo é contada no *net-metering*, isto é, retirado a partir da rede e debitada relativamente à energia injetada previamente. A restante parte é comprada à rede.

No caso de autoconsumo, toda a eletricidade é comprada a partir do operador da rede (net-metering mais a comprada).

O balanço é dado pelo total da produção fotovoltaica menos a que é retirada da rede, ou seja, 3300 kWh - 2510 kWh.

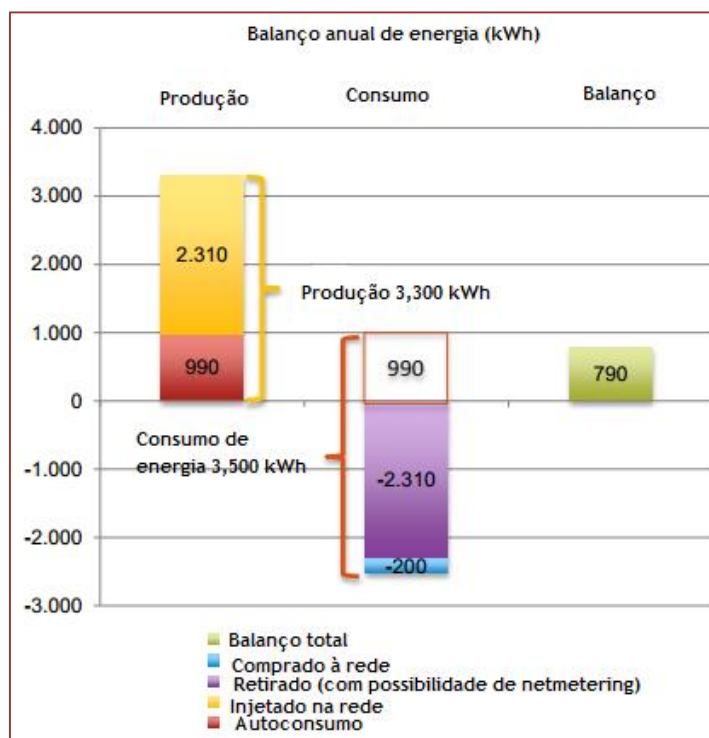


Figura 4.4 - Balanço anual de energia para o caso exemplo [32].

4.3.1. Croácia

De seguida é apresentado um exemplo de como é aplicado um modelo de autoconsumo na Croácia, um país em que a produção anual solar está entre os 995 kWh/kWp e 1,370 kWh/kWp. Este modelo foi introduzido este ano (2014) para sistemas com uma capacidade inferior ou igual a 300 kW. A eletricidade produzida em unidades renováveis e que é consumida no local é paga com uma tarifa feed-in. Já o excesso que é alimentado na rede é paga a 80% dessa tarifa [32].

Sumário do modelo	
Modelo	Autoconsumo
Duração	N/A
Cálculo do balanço	Anual
Bónus por autoconsumo	100% FiT
Compensação por injetar	80% FiT
Preço da eletricidade (€/kWh)	
Residencial	0.1372 €/kWh
Comercial	0.1125 €/kWh
Industrial	0.0811 €/kWh

Figura 4.5 - Informação do modelo aplicado e dos preços de eletricidade na Croácia [32].

A figura 4.6 mostra como a fatura de eletricidade de um proprietário altera ao fim de um ano após instalar um sistema de autoconsumo. Sem o sistema fotovoltaico instalado a fatura de eletricidade é de 480,20 € ($3500 \text{ kWh} \times 0,1372 \text{ €/kWh}$). Com autoconsumo, haverá uma poupança de 136€ ($990 \text{ kWh} \times 0,1372 \text{ €/kWh}$). Portanto essa será a única parte da conta de eletricidade que irá pagar que está representado no quadrado branco do gráfico direito. Nesse mesmo gráfico ainda está representado o valor recebido pelo autoconsumo, pela energia que é injetada na rede e ainda o balanço total que resulta das economias ganhas graças a este modelo.

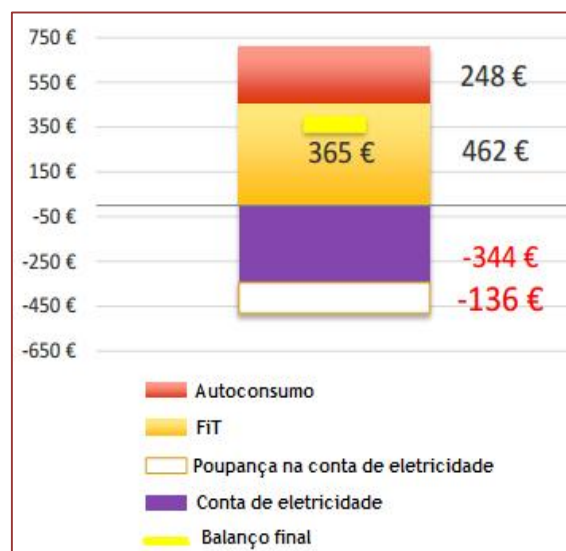


Figura 4.6 - Balanço anual de energia para o caso exemplo [32].

4.3.2. Bélgica

O próximo exemplo é referente a um modelo de *net-metering* implementado na Bélgica. A produção anual solar está entre os 807 kWh/kWp e 885 kWh/kWp, valores relativamente mais baixos que a Croácia.

Para instalações superiores a 10 kVA (5 kVA para Bruxelas) é possível aderir a uma modelo de *net-metering*. As economias obtidas por este modelo depende da tarifa atual (dia, noite ou fim de semana), incluindo todos os impostos (para consumidores domésticos 0,21€/kWh). A remuneração é limitada ao total de kWh consumidos durante o período de facturamento. De acordo com as condições técnicas de ligação à rede, o contador pode girar em sentido inverso, em função do equilíbrio entre a injeção de potência e consumo interno no local de produção (casa, empresa). Para utilizadores domésticos, o *net-metering* é calculado numa base anual. Em contrapartida, não existe nenhum apoio financeiro para o excesso de produção de energia [32].

Na figura 4.7 pode-se comprovar o preço elevado aplicado principalmente na tarifa de eletricidade no setor doméstico, que atinge os 0,21 €/kWh.

Sumário do modelo	
Modelo	Netmetering
Duração	Ilimitado
Cálculo do balanço	Anual
Bónus por autoconsumo	100 %
Compensação por injetar	N/A
Preço da eletricidade (€/kWh)	
Residencial	0,21 €/kWh
Comercial	0,18 €/kWh
Industrial	0,10 €/kWh

Figura 4.7 - Informação do modelo aplicado e dos preços de eletricidade na Bélgica [32].

Para um sistema sem net-metering o custo de eletricidade atinge os 735,0 €/ano (quadrado azul) e ainda é aplicado um certificado verde de 0,09€/kWh à produção total perfazendo um total de 297,0 €/ano. Para este caso o balanço final é de 438,0 €/ano. Em contrapartida um sistema com net-metering apenas 200 kWh (energia que é retirada da rede) é contabilizado resultando numa economia de 42,0 €/ano.

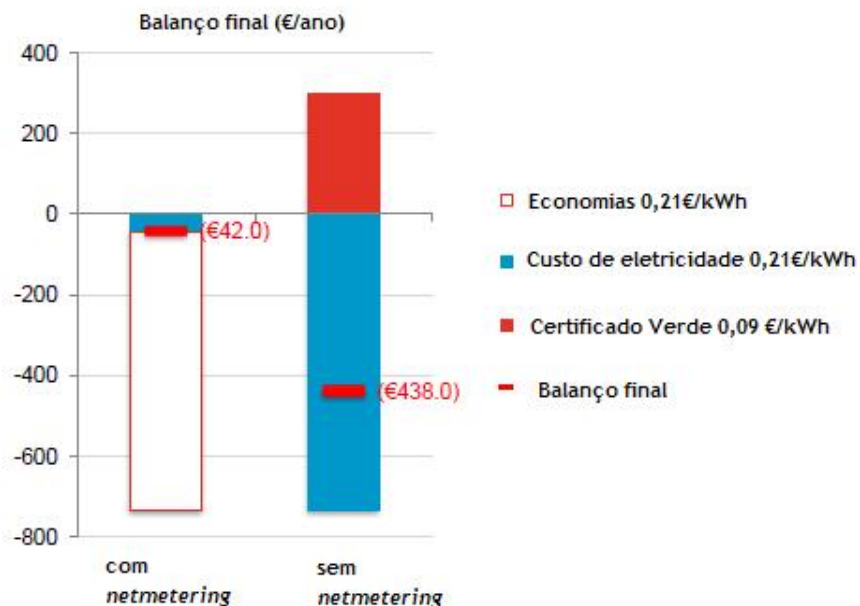


Figura 4.8 - Balanço anual de energia para o caso exemplo [32].

Capítulo 5

Metodologia

Com o auxílio ao *Microsoft Excel* e *Visual Basic*, foram realizadas diversas simulações que modelizam um conjunto de *inputs* de modo a obter um conjunto de *outputs* separados em seis categorias: Energia, Custos, Penalizações, Valorizações, Proveitos e Tarifas equivalentes. Neste capítulo é feita uma caracterização do perfil de consumo e produção usados nos modelos e ainda é descrito com detalhe o significado de cada componente usada na tabela de entrada e saída.

5.1. Perfis de consumo

Os perfis de consumo advêm de uma diretiva nº. 5/2014 que, ao abrigo do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI) aprovado pelo Regulamento nº.496/2011 e o Regulamento de Relações Comerciais (RRC), supõem a aprovação pela ERSE (entidade reguladora dos serviços energéticos) de perfis de perdas nas redes elétricas, perfis de consumo e perfis de produção, numa série de propostas argumentadas e expostas pelos operadores de redes. O RRC antevê que a aplicação destes perfis de consumo seja adequável a todos os clientes finais que não apresentem equipamentos de medição com registo de consumo em períodos de 15 minutos. A estimação dos consumos separados por frações de 15 minutos é feita com base nos consumos registados nos equipamentos de mediação dos clientes finais, ou obtidos por estimativa. Estes perfis foram adquiridos através do sistema de telecontagem e dados sobre o balanço energético [33].

Em determinadas opções tarifárias de BT e em tendo em conta o tipo de contadores que é empregue, as quantidades entregues a todos os clientes, seja do CUR ou do mercado liberalizado, não se encontram diferenciadas com o nível de informação suficiente e conciliável com o utilizado nas quantidades para o cálculo das tarifas.

Assim, para a obtenção das quantidades a considerar no cálculo das tarifas, é necessário utilizar diagramas de carga tipo representativos dos perfis de consumo do consumidor padrão em dado nível de tensão e opção tarifária. Para tal baseou-se nos seguintes trabalhos “Caracterização de consumidores e redes, Atualização dos perfis BTN para 2007” e “Definição de perfis iniciais e finais para consumidores BTE, Versão 2007” efetuados pelo INESC Porto e pelo INESC Coimbra. Estes estudos foram apresentados pela EDP Distribuição para suportar a proposta de perfis de consumo tipo aplicáveis a consumidores no Mercado Livre e do Comercializador de Último Recurso [34].

A seleção dos perfis iniciais que são aplicados ao fornecimento a clientes em BTN é feita tendo em conta a potência contratada e o consumo anual de cada cliente. Para tal adequa-se três perfis com características diferentes:

- Classe A- clientes com potência contratada superior a 13,8 kVA;
- Classe B- clientes com potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA e com um consumo anual superior a 7140 kWh;

- Classe C- clientes com potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA e com um consumo anual inferior a 7140 kWh.

O perfil BTN classe A é aplicável a clientes com um consumo predominantemente profissional. Já o da classe B trata-se de um consumo residencial, ainda que os consumos elevados dê para empregar a pequenos clientes empresariais. Quanto ao perfil de consumo BTN classe C apenas é adequado a clientes residenciais.

Para as simulações apenas serão usados o perfil BTN classe B, C e ainda MT.

Contudo as medições de consumo disponibilizadas pela ERSE são de quinze em quinze minutos e o ideal era ser uma medição horária para pagar valores diferentes hora a hora. Para isso, foi necessário efetuar uma correção dos dados.

O perfil de consumo BTN B é caracterizado por uma amplitude de maior consumo concentrada nos meses de Janeiro, Fevereiro, Novembro e Dezembro e nos restantes meses é quase constante rondando os 0,0015p.u. e 0,035p.u., como se pode observar na seguinte figura. A gama de valores que este perfil apresenta encontra-se entre os 0,0139 e 0,0465 p.u..

O sistema "por unidade", ou, mais brevemente, sistema p.u., consiste na definição de valores de base para as grandezas (tensão, corrente, potência, etc.), seguida da substituição dos valores das variáveis e constantes (expressas no Sistema Internacional de unidades) pelas suas relações com os valores de base pré-definidos [41].

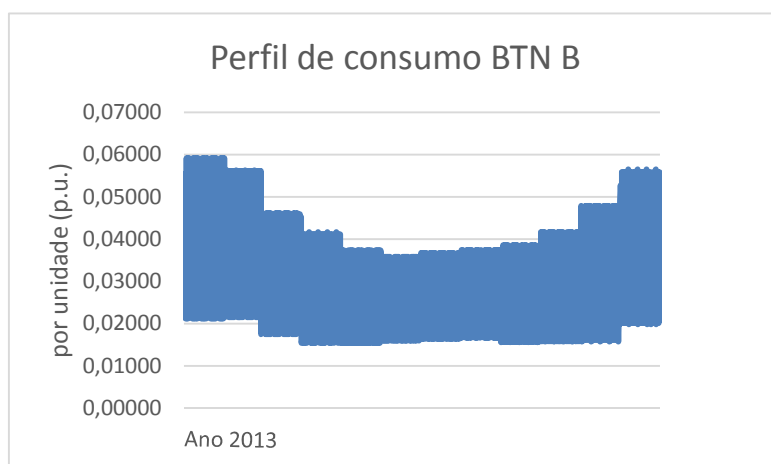


Figura 5.1 - Perfil de consumo BTN B durante o ano de 2013.

Todavia não é apenas a única diferença que se nota neste perfil de consumo. Verifica-se um consumo padronizado nos diferentes dias da semana e horas. Na figura 5.2 é possível observar dois perfis de consumo distintos, um correspondente a um típico mês de inverno e outro em plena primavera. Desde já se destaca os picos de consumo em Janeiro nomeadamente no período noturno comparativamente ao período diurno, característica particular dos consumidores residenciais. O perfil em Abril é o oposto ao do inverno já que para além da diferença da amplitude de consumo não se destaca picos noturnos relativamente ao diurno. Para além disso, existe uma ténue quebra de consumo de consumo ao domingo [33].

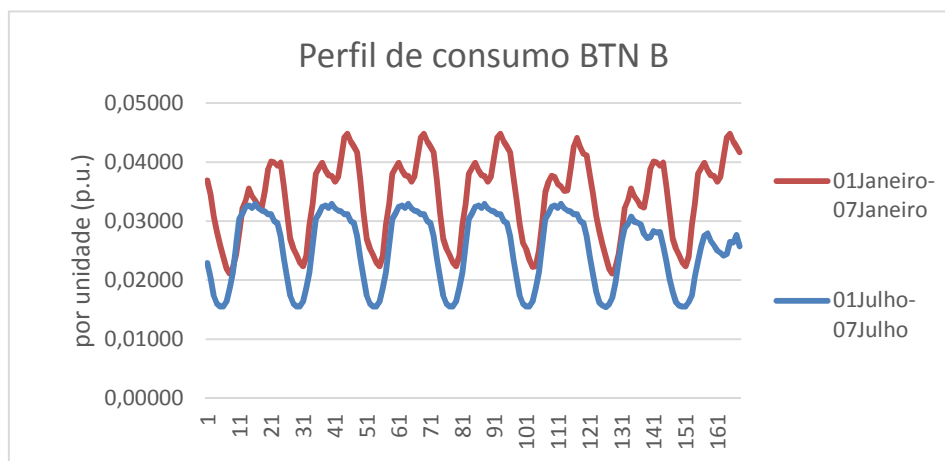


Figura 5.2 - Perfil de consumo BTN B durante a semana de 01 de Janeiro até 07 Janeiro e durante a semana 01 Julho a 07 Julho.

Analogamente ao perfil anterior, a classe C é caracterizada por uma amplitude de maior consumo nos meses mais húmidos e nos restantes meses é cerca de metade desse valor, como se pode observar na seguinte figura. O mínimo que este perfil atinge é 0,0154 p.u. e o máximo é de 0,0592 p.u..

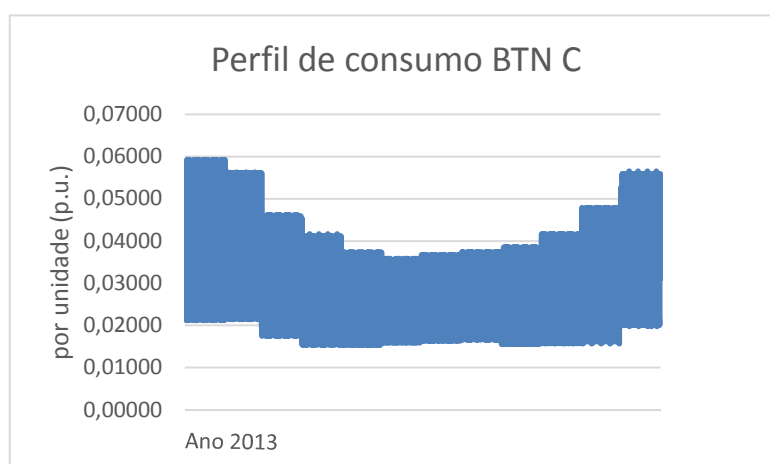


Figura 5.3 - Perfil de consumo BTN C durante o ano 2013.

Comparou-se o perfil de consumo de uma semana de Maio da ERSE para uma potência contratada de 3,45 kVA com um perfil de consumo real doméstico com a mesma potência. Como se pode observar (figura 5.4 e 5.5) o perfil disponibilizado pela ERSE está mais suavizado sendo essa a razão de se ter utilizado estes tipos de diagramas nas simulações.



Figura 5.4 - Perfil de consumo BTN B durante a semana de 19 a 25 de Maio.

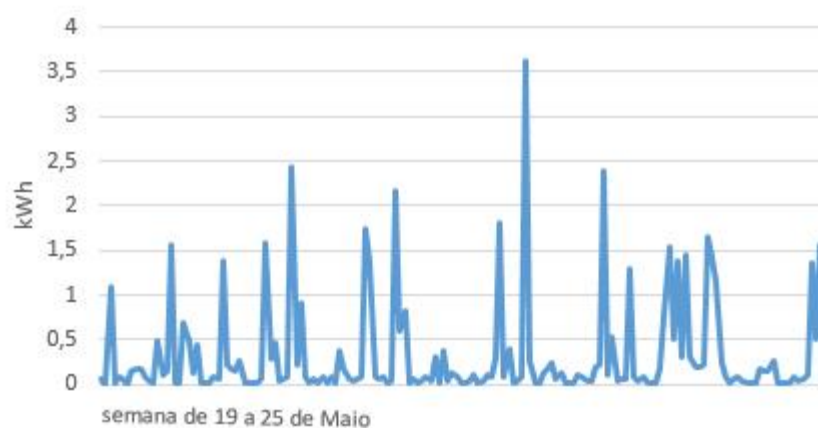


Figura 5.5 - Perfil de consumo realista BTN para uma instalação de 3,45 kVA.

No perfil de média tensão (figura 5.6), tal como acontece no perfil em BTN, os maiores consumos convergem para os meses de invernos e os de menor consumo para os meses mais secos (Abril a Outubro). Este perfil de consumo atinge o seu máximo em 0,0605p.u. e um mínimo de 0,0136p.u..

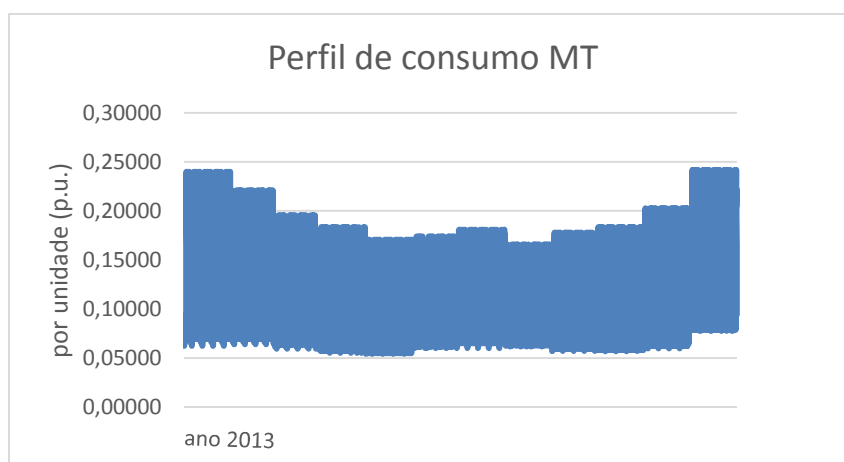


Figura 5.6 - Perfil de consumo MT durante o ano 2013

5.2. Perfil de produção

O perfil de produção fotovoltaica utilizado nas simulações é referente à produção típica de um painel. Analisando os gráficos, o pico de produção acontece em Julho (dia 22-07-2012 às 13h00) e o mínimo é obtido em Dezembro, como seria de esperar. Observou-se também que a produção do painel ocorre normalmente entre as 8h00 e as 18h00, ou seja produz aproximadamente 10 horas por dia.

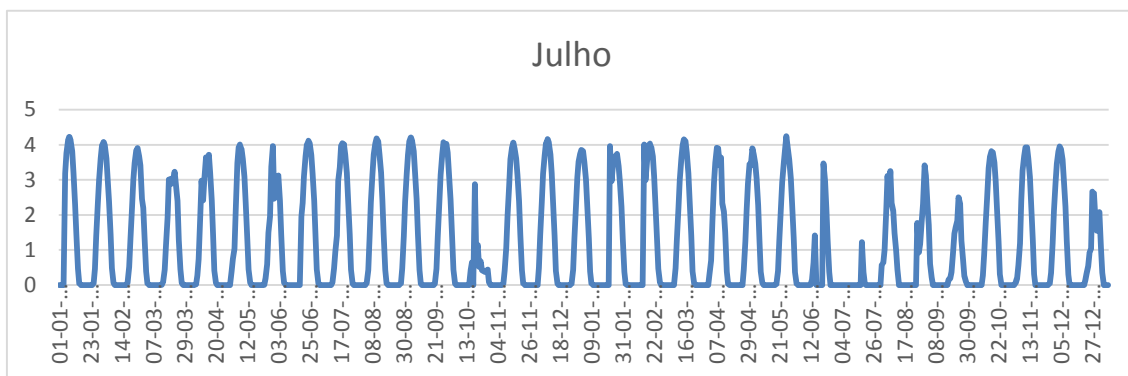


Figura 5.7 - Perfil de produção fotovoltaica no mês de Julho no ano 2012.

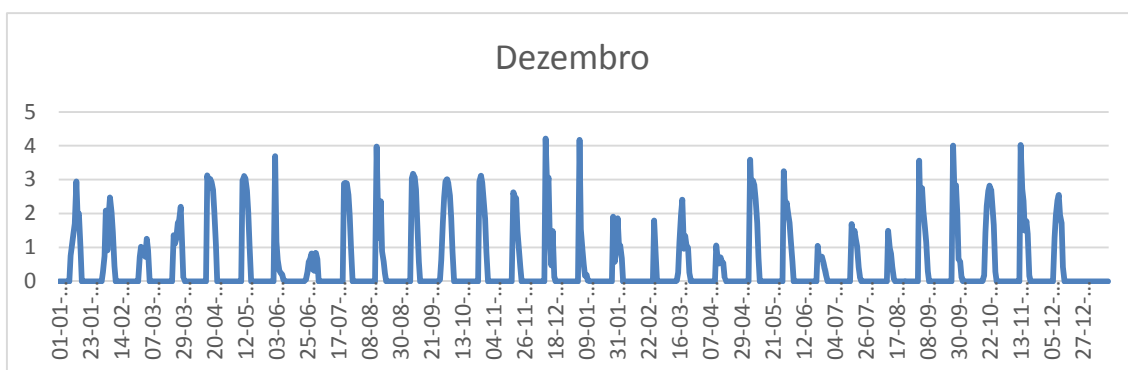


Figura 5.8 - Perfil de produção fotovoltaica no mês de Dezembro no ano 2012.

5.3. Inputs

A tabela de entrada (tabela 5.1) apresenta no total 23 parâmetros, entre os quais três são dinâmicos. Os que não são dinâmicos apresentam características muito importantes.

Tabela 5.1 – Tabela de inputs das simulações.

INPUTS	
P_c	Potência contratada (kVA)
P_a	Potência de autoprodução (kW)
$f_{uc} = P_a / P_c$	Fator de utilização da potência contratada
$f_{ua} = P_a / P_a$	Fator de utilização da potência autoprodução
$f_{euc} = P_a / P_c$	Fração de potência de autoprodução
$f_{eua} = P_a / P_a$	Fração de energia de autoprodução
$f_{eaa} = P_a / P_a$	Fração de energia de autoconsumo
	Custo do sistema de autoprodução fotovoltaica + IVA (€)
	Taxa de atualização (%)
	Tempo de vida do sistema (anos)
	Taxa de inflação do preço da eletricidade (% por ano)
	Taxa de IVA (%)
	Taxa de inflação de preço no consumidor (% por ano)
	Valor médio atualizado do fator de inflação de preço de eletricidade, para próximos 20 anos
	LCOE - Custo de autoprodução de eletricidade (€)
	Taxa de penalização sobre energia produzida (€/kWh)
	Taxa de inflação do preço de E_{CO2} por ano
	Preço de E_{CO2} atual (€/MWh)
	Valor médio atualizado do fator de inflação de preço de CO2 para próximos 20 anos
	Tarifa de consumo regulada
	Tarifa de Uso Geral do Sistema
	Tarifa de acesso às redes
	Fator de perdas (fp), usado com fator multiplicativo $(1+fp)*ENERGIA$

As componentes que variam nas simulações são as seguintes:

- Potência contratada (kVA) - para BT os valores usados foram 3,45, 6,9 e 10,35 kVA e para MT uma potência de 1200 kVA. Segundo os dados da ERSE o escalão de potência mais utilizado é 3,45 kVA, representando cerca de 47% dos contadores BTN. De seguida os mais usados são o 6,9 e 10,35 kVA (figura 5.11) para tarifa simples.

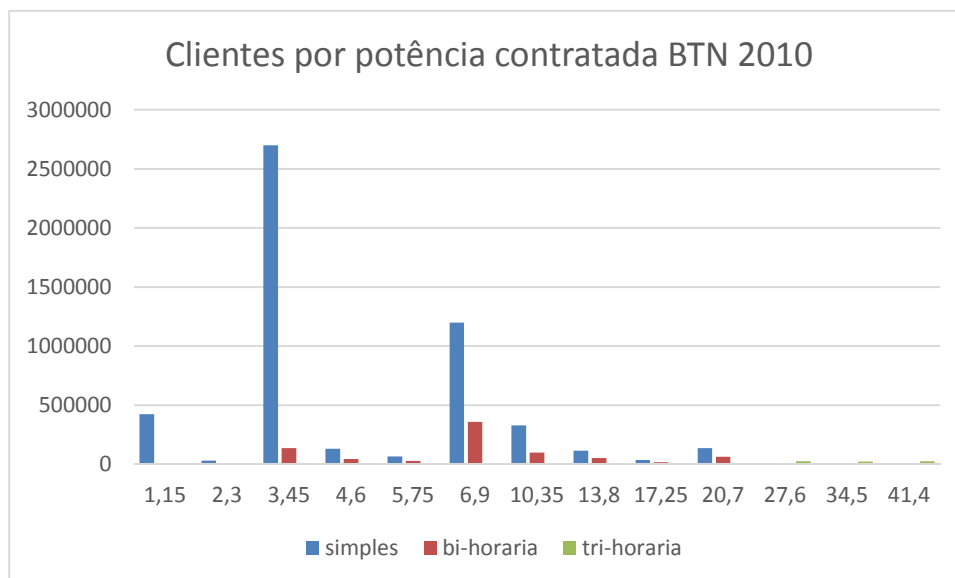


Figura 5.9 - Número de clientes por escalão de potência contratada e por opção tarifária em BTN no ano 2010 [36].

- Potência de autoprodução (kW) - consistiu em aplicar diversos cenários de produção típica em painéis fotovoltaicos para uma gama de potência de 240 W que equivale a um painel até chegar a um limite de saturação de 7680W que corresponde aproximadamente a 32 painéis;
- Fator de utilização da potência contratada $\frac{P_{contratada\ média}}{P_c}$ (%) – serve para caracterizar os diagramas de BTN B, BTN C e MT. Quanto maior for este valor mais cheio fica o diagrama de consumo, isto é, mais intenso é o consumo de energia elétrica. As próximas figuras comprovam esta análise, para uma potência contratada de 6,9 kVA e com um fator de utilização da potência contratada de 9% o diagrama atinge um consumo máximo de 1,36 kW enquanto um fator de 6% fica apenas pelos 0,95 kW.

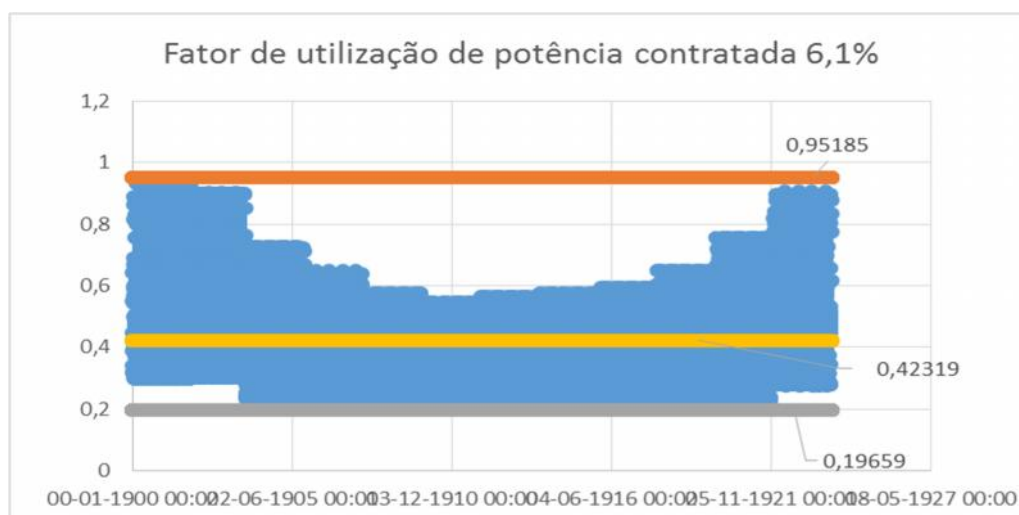


Figura 5.10 - Diagrama de consumo para um fator de utilização de potência contratada de 6,1%.

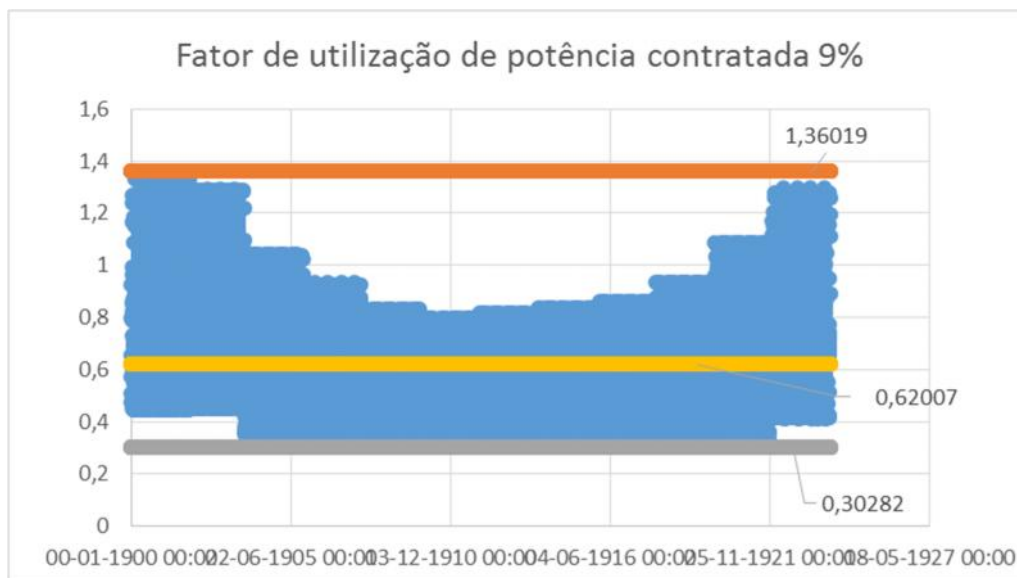


Figura 5.11 - Diagrama de consumo para um fator de utilização de potência contratada de 9%.

O fator de utilização da potência autoprodução $\left(\frac{P_{\text{autoprodução média}}}{P_a}\right)$, dá uma noção de eficiência do painel. Este fator depende da radiação e do local onde o painel está instalado. Os valores da radiação solar em Portugal aumentam, em geral, de norte para sul, verificando-se também na região central, um aumento no sentido Litoral para o Interior. Para além disso, a existência de anomalias nos painéis automaticamente reflectem-se neste fator.

A fração de potência de autoprodução dada por $\frac{P_a}{P_c}$ é um indicador do nível de penetração de fotovoltaico relativamente à potência contratada.

A fração de energia de autoprodução calculada por uma divisão entre a potência de autoprodução média e potência contratada média, $\left(\frac{P_{a \text{ média}}}{P_{c \text{ média}}}\right)$ mostra a proporcionalidade existente entre estas duas potências. No gráfico 5.12 apresenta a variação desta fração com o nível de penetração.

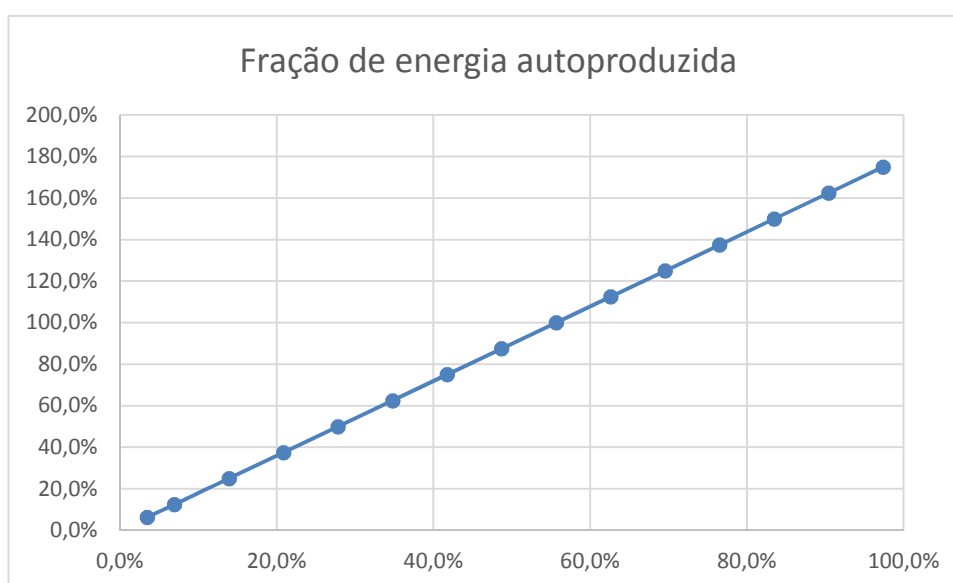


Figura 5.12 - Evolução da fração de energia produção por nível de penetração.

A fração de energia de autoconsumo $\left(\frac{P_{\text{autoconsumo média}}}{P_{\text{c.n média}}}\right)$ é um indicador da quantidade média de potência autoconsumida comparativamente à potência média contratada. Como se pode observar no gráfico, para uma potência contratada de 6,9kVA a variação da fração de energia autoconsumida com a fração da energia autoproduzida até 20% (1,4 kW) sobe muito rápido, porque quando o sistema é muito pequeno a energia é praticamente quase toda autoconsumida. Todavia a partir de certo momento satura pois chega a um ponto em que grande parte da energia vai para a rede e acaba por não conseguir autoconsumir mais, estabilizando o seu valor.

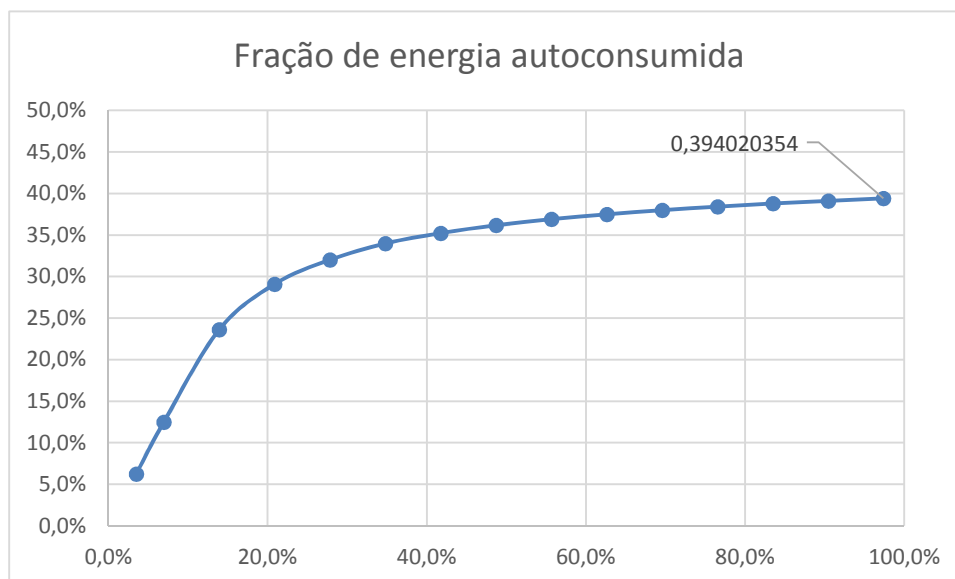


Figura 5.13 - Evolução da fração de energia autoconsumida por nível de penetração.

O custo do sistema de autoprodução fotovoltaica foi baseado em preços atuais que se praticam no mercado já com o IVA aplicado. Traçou-se um gráfico com a respetiva linha de tendência por forma a determinar a função correspondente. Obteve-se a seguinte função com base nos valores da tabela 5.2: $\text{Custo} (P_a) = P_a * 3851,9 * P_a^{-0,157}$ [€].

Tabela 5.2 — Custo do sistema para diferentes potências instaladas.

kWp	€/kWp
1	4000
3	3000
20	2500
100	2000
250	1500
500	1400
1000	1200

O custo de produção de energia é o fator mais importante para determinar se uma tecnologia de energia pode chegar à comercialização. Para avaliar corretamente o custo de produção de uma tecnologia específica compara-se com o custo nivelado de energia elétrica (LCOE- *Levelized Energy of Cost*).

O LCOE é um conceito de custo a longo prazo responsável por todos os recursos e bens físicos necessários para produzir eletricidade. Na prática é como se o consumidor decidisse comprar toda a energia dos próximos 20 anos na forma de investimento inicial no sistema de autoprodução. Todos os parâmetros relevantes são tidos em conta no cálculo e o resultado final

é dado em euros por quilowatt-hora. O LCOE depende dos custos da tecnologia e instalação, que varia com a dimensão do sistema, isto quer dizer que sistemas mais pequenos terão custos específicos mais caros (€/kW).

O próximo gráfico representa a variação do LCOE e do custo do sistema para diferentes potências de autoprodução, numa escala logarítmica. Para um sistema de 3 kWp terá um custo de 3200 €/kWp e um LCOE de 0,130 €/kWh e para um sistema de 100 kWp, o custo será 1900 €/kWp e o LCOE 0,075€/kWh.

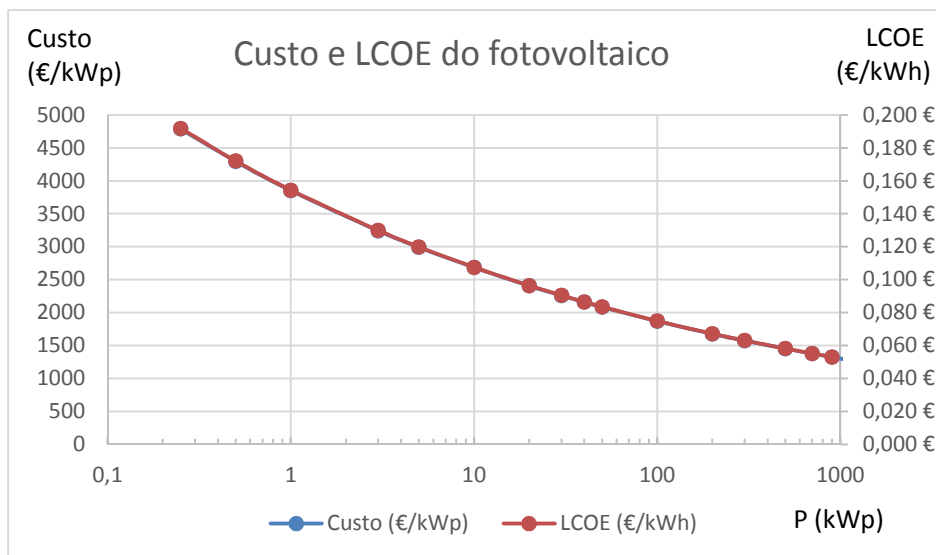


Figura 5.14 - Custo específico e LCOE função da potência do sistema.

Num nível superior é possível expressar o LCOE na seguinte expressão:

$$LCOE (\text{€/kWh}) = \frac{\text{Custo total dc tempo de vida do projeto}}{\text{Energia produzida ao longo do tempo de vida do projeto}} = \frac{I-D+C-S}{E} \quad (5.1)$$

Onde I representa o investimento no equipamento e instalação (considerou-se que ao fim de 10 anos há uma substituição dos inversores), D representa a taxa de depreciação, C representa o custo anual de operação e monitorização, S representa o valor residual no final do tempo de vida de projeto (assumiu-se 20% do investimento inicial) e o E a energia produzida ao longo do tempo de vida do projeto.

Pode-se desagregar a equação de cima para uma expressão mais completa,

$$LCOE (\text{€/kWh}) = \frac{I - \sum_{t=1}^T d_t \gamma^t + \alpha + \sum_{t=1}^T c_t \gamma^t + (1-\alpha) - S \gamma^T}{\eta \cdot \sum_{t=1}^T x_t} \quad (5.2)$$

Onde o fator γ depende da taxa de atualização e do ano atual $\left(\frac{1}{(1+\text{taxa de atualização})^t} \right)$ representa o valor do dinheiro ao longo do tempo de vida do projeto, o α representa o valor do imposto (35% para empresas e 0% para domésticos), o η é a energia produzida, e T o tempo total de vida do projeto. O d_t , c_t e x_t representa a depreciação no ano t, o custo de operação no ano t e a degradação do sistema no ano t, respetivamente.

De salientar que os cálculos realizados foram feitos para o ano 2014 mas na realidade o sistema irá funcionar 20 anos, e até lá o preço de eletricidade sobe. Assumiu-se que a taxa de inflação anual do preço de eletricidade será de 2,5%. Contudo, este aumento também se reflete na taxa anual de inflação de preços dos consumidores (IPC), que atualmente se encontra nos 0,3%. Desta forma, esta taxa IPC foi projetada para um futuro para que a economia funcione, isto é, para que haja um aumento da inflação que ronda os 1,5%.

O valor médio atualizado do fator de inflação de preço de eletricidade corresponde a um valor nivelado tendo em conta o a inflação de preços da eletricidade e a deflação. Obteve-se, para os próximos 20 anos, mais 10% do que se está a pagar agora.

Resumindo, para este projeto considerou-se um período de 20 anos, iniciando em 2014, assumindo uma:

- Taxa de inflação anual de preços no consumidor de 1,5%;
- Taxa de inflação anual de preços de eletricidade de 2,5%;
- Taxa de inflação anual de preços de CO2 de 5%;
- Taxa de atualização para consumidor doméstico de 4%;
- Taxa de penalização sobre a energia produzida de 0,018 €/kWh;
- Preço atual de CO2 de 10,16€/MWh;
- IVA de 23%

5.4. Outputs

Os resultados que irão ser analisados nas simulações estão representados na tabela 5.2. Pretende-se observar e avaliar a evolução das diferentes grandezas de energia e de fluxo financeiro para uma determinada gama de potência de autoprodução instalada.

Tabela 5.3 – Tabela de *outputs* das simulações.

Outputs	
Energia (kWh)	(1) Consumo (kWh) (2) Autoprodução (kWh) (3) Consumo líquido (kWh) (4) Injetada líquida (kWh) (5) Autoconsumo (kWh)
Custos (€)	(6) Fatura do consumo total sem autoprodução + IVA (7) Fatura do consumo líquido com autoprodução + IVA (8) Remuneração da potência injetada líquida (14) Custo de produção de eletricidade, baseado no LCOE
Penalizações (€)	(9) Penalizações pela redução de contribuição para o UGS (10) Penalizações pela redução de contribuição para o acesso à rede, incluindo UGS (11) Penalização pela energia autoproduzida, considerando 0,018 €/kWh autoproduzido (12) Penalização pela potência instalada de autoprodução, considerando 25,00 €/kWp
Valorizações (€)	(23) Valorização da energia verde autoproduzida, considerando 0,010 €/kWh para preço de CO2 atual (24) Valorização pela potência instalada de fonte renovável, considerando 15,00 €/kWp
Proveitos (€)	(15)=(6)-(7)+(8)-(13)+(25) Proveitos diretos da autoprodução sem LCOE (16)=(6)-(7)+(8)-(13)+(25)+(14) Proveitos diretos da autoprodução com LCOE
Tarifas Equivalentes (€/kWh)	(18)= (6)/(1) Tarifa equivalente de consumo sem autoprodução (19)= ((7)-(8)+(13)-(25))/(1) Tarifa equivalente de consumo com autoprodução, sem considerar o LCOE

	(20)= ((7)-(8)+(13)-(25)+(14))/(1) Tarifa equivalente consumo com autoprodução, considerando o LCOE
	(21)=(15)/(2) Tarifa equivalente FV Total
	(22)= ((8)+(25)*(4)/(2))/(4) Tarifa equivalente da produção injetada líquida

5.4.1. Energia (kWh)

Dentro das grandezas de energia pretende-se analisar cinco, a energia de consumo, de autoprodução, de consumo líquido, injetada líquida e a de autoconsumo.

A energia de consumo corresponde ao consumo total anual sem considerar um sistema fotovoltaico. Caso seja instalado no local de consumo um sistema de autoprodução é feita uma estimativa do consumo se for medida a energia de autoprodução, consumo líquido e injetada líquida.

A energia de autoprodução é o valor que um sistema fotovoltaico produz durante um ano. Quanto maior for a potência instalada fotovoltaica maior vai ser a produção anual. O valor da energia autoproduzida é igual à soma da energia injetada líquida com a autoconsumida. Esta grandeza apenas pode ser medida se existir um contador na fronteira elétrica da instalação de autoprodução.

A energia de consumo líquido já com um sistema de autoprodução instalado, esta energia corresponde à energia que o consumidor necessita de retirar da rede quando a produção é insuficiente para cobrir o consumo. A soma desta energia com a energia autoconsumida é equivalente à energia de consumo sem FV. Esta grandeza medida num contador bidirecional na fronteira da instalação de consumo e mede apenas a que entra na instalação de consumo. Quanto maior for a potência instalada fotovoltaica menor será o consumo líquido, isto é, há uma menor dependência da rede elétrica. A percentagem de consumo líquido é mais reduzido para um perfil de consumo mais concentrado num período diurno.

A energia injetada líquida corresponde à energia que o consumidor introduz na rede quando há excesso de produção. É medida no mesmo contador bidirecional em que é medido o consumo líquido e gerido pelo CUR de forma independente do comercializador de mercado livre.

A energia de autoconsumo é a energia consumida localmente e diretamente do sistema fotovoltaico. Representa a fração de energia que deixa de ser retirada da rede.

5.4.2. Custos (€)

Relativamente aos custos podem ser divididos em quatro categorias.

A fatura do consumo total sem autoprodução representa o custo, com IVA, do consumo real anual sem o sistema fotovoltaico. Estes são custos médios dos próximos 20 anos atualizados com a inflação e evolução do preço da eletricidade de 2,5 %.

A aplicação das tarifas a uma determinada energia corresponde em efetuar um tratamento de dados por forma a identificar o comportamento do consumo de eletricidade ao longo das 24 horas e dos 7 dias da semana, que é ditado pelo ciclo horário. Existem dois tipos de ciclos, um diário em que os períodos são iguais em todos os dias do ano, e um semanal em que há diferença entre os dias úteis (Segunda a Sexta), fim-de-semana (Sábado e Domingo) e ainda a entre a hora legal de Inverno e Verão. Apenas foi usado o ciclo semanal uma vez que se pretende remunerar uma determinada energia a um preço que varia com o regime horário em questão.

Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Figura 5.15 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental [5].

Depois de identificado para cada hora o período horário equivalente, procedeu-se à aplicação da tarifa transitória de venda a clientes finais BTN e MT na energia consumida sem fotovoltaica, obtendo o custo do consumo total.

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	4,64	0,1526
	4,6	6,03	0,1984
	5,75	7,42	0,2439
	6,9	8,81	0,2895
	10,35	12,96	0,4262
	13,8	17,12	0,5629
	17,25	21,28	0,6996
	20,7	25,44	0,8362
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples <=6,9 kVA		0,1528	
Tarifa simples >6,9 kVA		0,1543	
Tarifa bi-horária <=6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1705	
	Horas de vazio	0,0946	
Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1821	
	Horas de vazio	0,0955	
Tarifa tri-horária <=6,9 kVA	Horas de ponta	0,2029	
	Horas de cheias	0,1613	
Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,2066	
	Horas de cheias	0,1642	
		Horas de vazio	
		0,0955	

* RRC art. 220.º, n.º 3

Figura 5.16 - Tarifa Transitória de venda a clientes finais em BTN [5].

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT			PREÇOS	
Termo tarifário fixo			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
			45,19	1,4856
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de longas utilizações		Horas de ponta	9,595	0,3155
		Contratada	1,468	0,0483
Tarifa de médias utilizações		Horas de ponta	9,671	0,3179
		Contratada	1,381	0,0454
Tarifa de curtas utilizações		Horas de ponta	14,259	0,4688
		Contratada	0,580	0,0191
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1287	
		Horas cheias	0,1004	
		Horas de vazio normal	0,0708	
		Horas de super vazio	0,0604	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1316	
		Horas cheias	0,1030	
		Horas de vazio normal	0,0735	
		Horas de super vazio	0,0677	
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1346	
		Horas cheias	0,1036	
		Horas de vazio normal	0,0720	
		Horas de super vazio	0,0615	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1403	
		Horas cheias	0,1042	
		Horas de vazio normal	0,0760	
		Horas de super vazio	0,0677	
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2025	
		Horas cheias	0,1121	
		Horas de vazio normal	0,0761	
		Horas de super vazio	0,0679	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2022	
		Horas cheias	0,1121	
		Horas de vazio normal	0,0766	
		Horas de super vazio	0,0713	
Energia reativa			(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0246	
		Capacitiva	0,0185	

* RRC art. 220.º, n.º 3

Figura 5.17 - Tarifa Transitória de venda a clientes finais em MT [5].

A fatura do consumo líquido com autoprodução é o custo pago pelo consumido ao comercializador de mercado livre, com IVA, associado à energia líquida consumida. Neste custo já está incluído o custo de acesso à rede e de uso geral do sistema, numa perspetiva da energia consumida. O valor produzido por esta fatura é inferior à fatura do consumo sem autoprodução, sendo esta diferença para potências instaladas de autoprodução superiores. Este custo, à semelhança do anterior, também aparece atualizado. Para obter este valor foram usadas as tabelas das figuras 5.16 e 5.17.

A remuneração da potência injetada líquida é uma compensação pela energia que é injetada na rede elétrica. A remuneração é baseada em preços de mercado de 2013 com valores médios (OMIE) de 43,64 €/MWh, incluindo compensação por redução de perdas na rede de distribuição, indicados pela ERSE. De salientar que esta energia poderia ser remunerada de inúmeras maneiras como por exemplo ao preço do “mix das renováveis” que ronda os 0,1098 €/kWh ou então ao preço que pagam às grandes centrais fotovoltaicas 0,3463 €/kWh. Os valores usados para as perdas (f_p) foram os praticados pela ERSE, 11% nas horas de vazio e 14% nas horas de cheia. Dito isto, a expressão usada para a valorização da potência injetada é a seguinte:

$$Remuneração_{pot\ injetada\ liq} (\text{€/kWh}) = \frac{Energia_{inj\ liq} * (1 + f_p) * \text{Preço de mercado}}{1000} \quad (5.3)$$

O custo de produção de eletricidade corresponde à parcela do investimento que o consumidor fez quando adquiriu o sistema fotovoltaico. Por forma a ser confrontada numa base de custo anual, emprega-se o valor do LCOE, não esquecendo dos parâmetros já discutidos no ponto anterior.

5.4.3. Penalizações (€)

As penalizações que irão ser apresentadas são devidas ao impacto que um sistema de autoprodução provoca na rede elétrica. Os custos associados a aspetos técnicos de gestão da rede, gestão de informação de registo e contagem, custos fixos de uso global do sistema, custos fixos do uso da rede elétrica, serão justificados pelos agentes operadores e legisladores, pelo simples fato de existir uma redução de eletricidade que se adquire à rede elétrica. Propõem-se quatro opções, devendo ser aplicada apenas uma.

A aplicação de uma penalização pela redução de contribuição para o UGS requer primeiramente um contador de autoprodução. Esta é calculada tendo em conta as tabelas de tarifas da UGS apresentadas a seguir. Todavia, como se pretende calcular a redução causada pelo autoconsumo não se considera o termo fixo mensal dado em €/kW/mês, que representa cerca de 13% da tarifa UGS.

Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência contratada (EUR/kW.mês)	Energia ativa (EUR/kWh)			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,419	0,0231	0,0201	0,0138	0,0138
AT	4	0,419	0,0245	0,0213	0,0138	0,0138
MT	4	0,419	0,0299	0,0261	0,0139	0,0139
BTE	4	0,419	0,0405	0,0356	0,0170	0,0169
BTN>	3	0,419	0,0262	0,0230	0,0110	
BTN< tri-horárias	3	0,419	0,0588	0,0518	0,0315	
BTN bi-horárias	2	0,419	0,0533		0,0315	
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	0,419	0,0448			
BTN simples (<=2,3 kVA)	1	0,419	0,0452			

Figura 5.18 - Preços da tarifa de uso global do sistema [5].

A penalização pela redução de contribuição para o acesso à rede, inclui a componente UGS e uma penalização adicional para compensar o distribuidor pela energia que se deixa de adquirir à rede. Para determinar o valor da penalização recorreu-se à tabela das tarifas de acesso à rede, tabelada pela ERSE (figura 5.19 e 5.20), que apresenta uma componente fixa mensal (€/mês) ou componente fixa diária (€/dia) que altera com a potência contratada e uma componente associada à energia (€/kWh) que depende do período horário e do plano tarifário (simples, Bi-horário, Tri-horário). De salientar que, se for aplicado esta penalização para um consumidor com um plano bi-horário, estes valores para os períodos de ponta, altura em que os painéis fotovoltaicos produzem mais, são mais caros. À semelhança da penalização para o UGS, para além de ser necessário um contador de autoprodução por forma a medir a energia autoconsumida, o cálculo da penalização apenas considera o termo de energia, que representa cerca de 83% do custo de acesso à rede.

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	3,86	0,1268
	4,6	5,14	0,1691
	5,75	6,43	0,2113
	6,9	7,71	0,2536
	10,35	11,57	0,3804
	13,8	15,43	0,5072
	17,25	19,29	0,6340
	20,7	23,14	0,7609
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0832	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1131	
	Horas de vazio	0,0359	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2244	
	Hora cheia	0,0879	
	Hora vazio	0,0359	

* RRC art. 220.º, n.º 3

Figura 5.19 - Tarifa de acesso às redes em BTN [5].

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	8,958	0,2945
	Contratada	1,058	0,0348
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0338	
	Horas cheias	0,0290	
	Horas de vazio normal	0,0160	
	Horas de super vazio	0,0153	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0335	
	Horas cheias	0,0291	
	Horas de vazio normal	0,0162	
	Horas de super vazio	0,0156	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0246	
	Capacitiva	0,0185	

* RRC art. 220.º, n.º 3

Figura 5.20 - Tarifa de acesso às redes em MT [5].

A penalização pela energia autoproduzida é um imposto sobre a energia produzida. Esta penalização já é aplicada na Alemanha, onde inicialmente propôs um valor de 0,03€/kWh que depois foi recusado, passando para 0,01€/kWh. Nas simulações aqui apresentadas vai-se admitir um valor de 0,018€/kWh que assegura uma equivalência à penalização da componente UGS. Esta penalização é mais prática e simples de aplicar uma vez que não é dependente do período horário nem do plano tarifário. Como é óbvio, para aplicar um imposto sobre a produção é necessário conhecer o valor da energia autoconsumida, requerendo a instalação de um contador na instalação de autoprodução, com custos adicionais e impedindo a evolução soluções de instalação distribuídas mais eficientes para o consumidor.

A penalização sobre a potência instalada de autoprodução, comparativamente com as outras propostas, não necessita de um contador de autoprodução e de um sistema de gestão de informação de contagem em duplicado uma vez que este valor a pagar é sobre a potência de pico em vez da energia. Apesar desta sugestão de penalização ser um original desta dissertação, poderá ser comparada ao imposto único de circulação automóvel (IUC) que depende praticamente das emissões CO₂ do veículo, da antiguidade, do combustível e da potência. A aplicação desta penalização dá abertura para novas abordagens de integração distribuída mais eficientes e para novas gerações de equipamentos modulares de menor dimensão. Por estas razões, esta penalização seria a mais adequada a integrar na legislação. Dito isto, admitiu-se um imposto de 25€/kWp por ano que garante uma equivalência relativamente à penalização pela energia autoproduzida.

5.4.4. Valorizações (€)

Neste ponto propõe-se dois tipos de valorizações de apoio a uma economia verde pois segundo o Ministro do Ambiente, Ordenamento do Território e da Energia, Jorge Moreira da Silva “Produzir verde é ganhar valor económico, consumir verde é poupar”. A integração de um sistema de autoprodução garante uma redução do consumo e de emissões de CO₂ e independência da rede elétrica. Esta valorização foi pensada por forma a encaixar no regime de fiscalidade verde (a ser aplicada em 2015) e na comercialização europeia de energia verde (certificados verdes). Apesar de existir muitas variantes para esta compensação ambiental, definiu-se duas, podendo ser aplicada apenas uma delas.

Para a valorização da autoprodução verde, considerou-se 10,16€/MWh para o preço de CO₂. Este valor foi obtido a partir do valor de substituição de energias elétrica produzida pelo *mix* associado à energia consumida da rede em Portugal. Este valor considera um preço atual de CO₂ de 40€/t com uma taxa de emissões na eletricidade de 250g/MWh. A aplicação desta valorização necessitaria de um contador de autoprodução.

Uma vez que se considera um período de vida do sistema de autoprodução de 20 anos estimou-se uma taxa de inflação anual do preço de CO₂ de 5%, que por ser superior à taxa de inflação IPC 1,5%, implica um valor médio atualizado 43% superior ao valor atual de 40€/t.

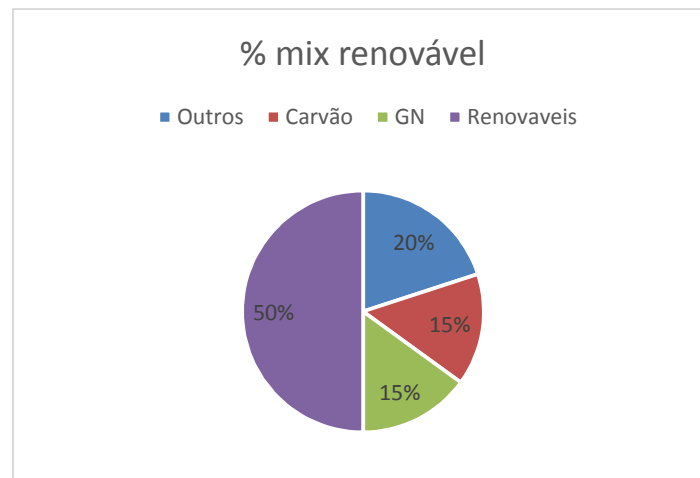


Figura 5.21 - Percentagem do *mix* das energias renováveis.

A valorização pela potência instalada de fonte renovável, aplicada a 15,00€/kW, é adequada para o regime de fiscalidade verde. A vantagem inerente é de dispensar do contador de autoprodução.

5.4.5. Proveitos (€)

Esta categoria consiste em aglomerar os custos do consumo, real e líquido, subtraindo as penalizações e somando as valorizações para um determinado modelo obtendo assim os proveitos anuais diretos da autoprodução. Separou-se em duas classes, com e sem LCOE, para salientar a diferença de não se considerar o pagamento do sistema. As expressões utilizadas para o cálculo dos proveitos foram as seguintes:

$$\begin{aligned} \text{Proveitos}_{\text{sem LCOE}}(\text{€}) = \\ \text{Custos consumo anual sem autoprodução} - \text{Custos consumo anual líquido} + \\ \text{Remuneração}_{\text{pot injetada liq}} - \text{Penalizações} + \text{Valorizações} \end{aligned} \quad (5.4)$$

$$\begin{aligned} \text{Proveitos}_{\text{com LCOE}}(\text{€}) = \\ \text{Custos consumo anual sem autoprodução} - \text{Custos consumo anual líquido} + \\ \text{Remuneração}_{\text{pot injetada liq}} - \text{Penalizações} + \text{Valorizações} - \text{Custo de produção} \end{aligned} \quad (5.5)$$

5.4.6. Tarifas equivalentes (€/kWh)

As tarifas equivalentes apresentadas na tabela *output* permite analisar a viabilidade do sistema. De seguida é apresentado uma descrição de cada componente da tabela:

A tarifa equivalente de consumo sem autoprodução (18) corresponde à tarifa normal e é obtido pelo custo do consumo sem autoprodução sobre o consumo real.

A tarifa equivalente de consumo com autoprodução fornece o valor da tarifa para o mesmo consumo de energia mas com o sistema fotovoltaico. Sem o LCOE (19) calcula-se dividindo os custos (fatura do consumo anual líquido mais as penalizações) menos a remuneração da potência injetada menos a valorização ambiental pelo consumo anual da energia. Esta tarifa é comparada com a tarifa equivalente de consumo, mas é preciso ter em conta que não inclui o investimento no sistema. Se considerar o LCOE (20), utiliza-se no cálculo a mesma expressão adicionando o custo de investimento, e for superior à tarifa equivalente de consumo, o sistema não é viável.

O valor da tarifa equivalente fotovoltaica total é calculada dividindo os proveitos anuais sem investimento (15) pela energia autoproduzida (2). É utilizado para comparar com as tarifas atuais feed-in de venda direta à rede.

Por último, a tarifa equivalente da produção injetada líquida corresponde à tarifa paga por o que se vende à rede e é calculada dividindo os proveitos pela venda à rede (8) pela energia injetada líquida (4).

Capítulo 6

Simulações e Análise de sensibilidades

Este capítulo contempla os resultados das diversas simulações e a respetiva análise comparativa das soluções de legislação de autoconsumo que possam ser adotadas num futuro próximo. Pretende-se estudar a viabilidade para cada solução encontrada e com isso determinar qual a mais promissora.

Nas simulações são apresentados as saídas, em termos de energia, custos, proveitos, penalizações, valorizações e tarifas, numa gama de potência de autoprodução instalada para consumidores com diferentes potências contratadas e tarifas (simples e Bi-horario). Nos anexos são apresentados com mais detalhe todos os resultados das simulações.

6.1. Simulação 1 - Consumo BTN simples de 6,9 kVA

A figura 6.1 apresenta a evolução de todas as grandezas de energia medidas e/ou calculadas com o nível de penetração de autoprodução instalada, desde 0,24 kW (3,5% da potência contratada) até 7,68 kW (110% da potência contratada).

Para um diagrama com um fator de utilização da potência contratada de 9%, o consumo anual obtido para este consumidor é de 5433 kWh, mantendo-se constante para diferentes gamas de autoprodução.

A energia autoproduzida aumenta proporcionalmente com a potência instalada. No ponto em que a fração da potência de autoprodução vale 55,7%, isto é uma potência instalada de 3,84 kW, a energia autoproduzida é igual à energia de consumo real. Parte dessa energia produzida, cerca de 37% é autoconsumida e 63% é injetada na rede uma vez que este sistema não tem capacidade de armazenamento.

A energia líquida consumida diminui à medida que a potência instalada fotovoltaica aumenta. O valor mínimo que consegue atingir é 59,8% (3250kWh) da energia consumida total, correspondendo a consumos noturnos ou consumos em dias nublados.

A energia líquida injetada é residual até uma fração de 20 % (corresponde a 1,4 kW), a partir desse valor essa energia é proporcional à potência instalada. De salientar o equilíbrio de troca de energia com a rede entre a injetada e consumida líquida que ocorre com 3,84 kW de potência instalada.

A energia autoconsumida inicialmente, até uma fração de potência instalada de autoprodução de 20%, aumenta e, após esse valor satura pois a energia é praticamente devolvida à rede. Para este perfil de consumo conclui-se que a fração máxima de energia autoconsumida atinge os 44,6 %, isto corresponde a uma energia autoconsumida de 2421,77 kWh.

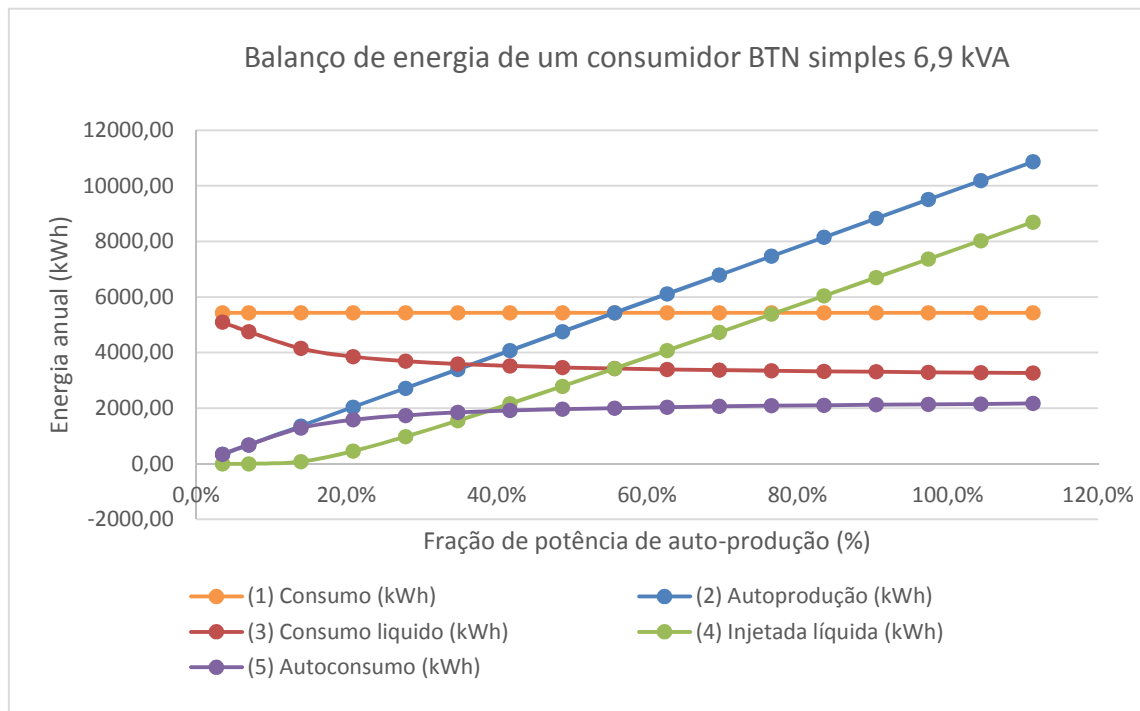


Figura 6.1 - Componentes de energia anual para uma instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.

As grandezas de custo associadas a este consumidor estão representadas na figura seguinte. Se não houver um sistema de autoprodução, o custo de consumo total anual, com IVA e atualizados com a inflação e evolução de preço de eletricidade de 2,5%, será de 1271,78€. O custo do consumo líquido será naturalmente inferior ao custo do consumo anual sem fotovoltaico, sendo a diferença entre estes dois custos mais significativa para potências maiores de autoprodução. Até 2,88 kW de potência instalada (cerca de 41,7%) verifica-se uma maior redução da fatura porque nessa gama de valores há mais energia autoconsumida. Por exemplo para uma potência de autoprodução de 2,4 kW (34,8% de fração de potência de autoprodução) tem-se um custo de consumo líquido de 888,48 €, obtendo uma poupança de 383,3 € que representa uma redução de aproximadamente menos 30%.

A remuneração da potência injetada líquida baseada em preços de mercado de 2013, considerando a existência de uma compensação pela redução das perdas na rede de distribuição até 7% é nula porque a energia que é autoproduzida é toda autoconsumida. A partir daí cresce praticamente de forma linear.

Com o aumento do nível de penetração o custo de produção de eletricidade cresce rapidamente para pequenas potências. De sublinhar a diferença observada entre este custo e os proveitos de venda do excesso à rede, sendo este custo 50% superior. Ora se o investimento, para qualquer potência de autoprodução, que o consumidor faz para adquirir o sistema é superior às compensações, conclui-se que é inviável pensar na solução de autoprodução para venda à rede.

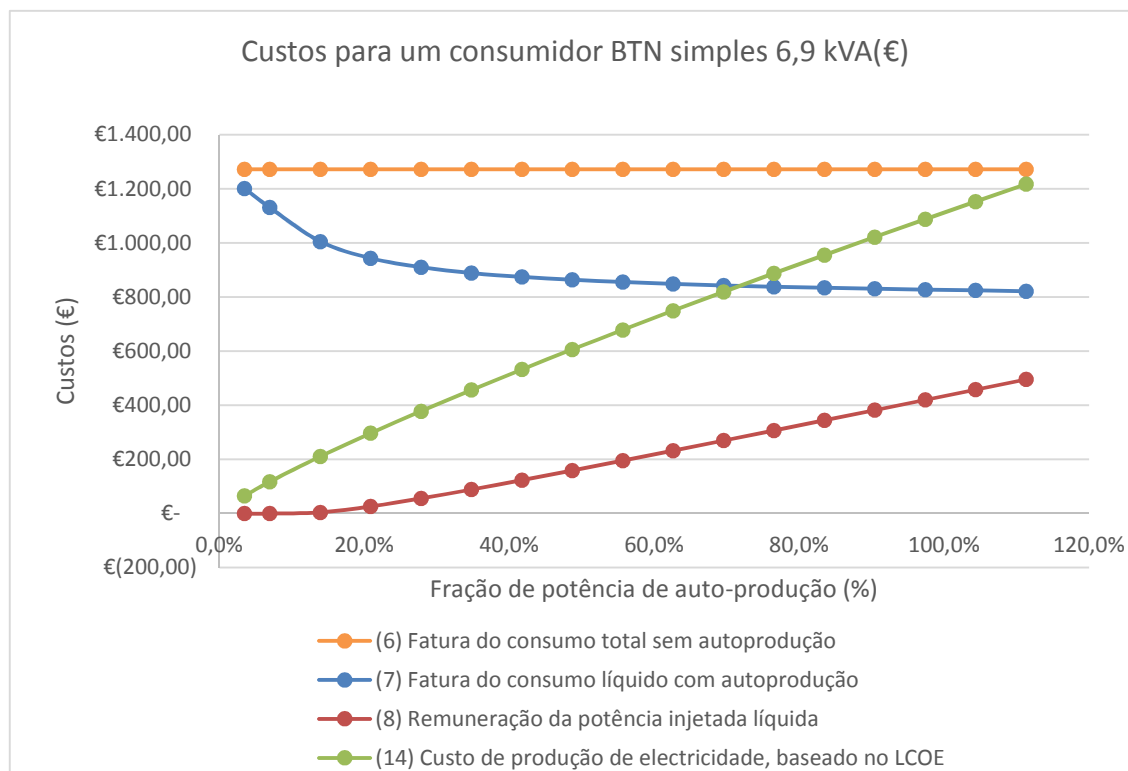


Figura 6.2 - Componentes de custo anual numa instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.

Os resultados obtidos para este perfil de consumidor relativamente às penalizações e valorizações estão representados no próximo gráfico. À primeira vista ressalta a diferença entre estas duas componentes, sendo as valorizações cerca de 25% inferiores aos valores das penalizações.

As penalizações pela redução da contribuição para o UGS (9) e pela redução de contribuição para o acesso à rede (10) numa primeira instância, sobe muito rápido porque para baixas potências de autoprodução deixa de consumir da rede. Depois satura, porque injeta o excesso.

Um modelo que considere a penalização (9) será mais significativo até ao ponto onde há mais autoconsumo. Esta penalização poderá atingir os 107,31€ que corresponde a 13% da fatura do consumo líquido (821,59€).

A penalização (10) evolui de forma semelhante à componente (9). Todavia esta é o dobro da anterior, podendo no limite alcançar 199,29€ que equivale a 24% da fatura do consumo líquido. Tendo em conta os custos que acarreta, se for aplicada esta penalização, o autoconsumo será inviável.

Se a penalização for sobre a componente (11) ou (12) relativamente à autoproduzida o pagamento é proporcional à potência.

Definiu-se uma zona de viabilidade, até 55,7 % de potência de autoprodução (zona sombreada na figura 6.3), que politicamente é interessante incentivar. Ora, como se pode observar, instalações mais exageradas acarreta menos penalizações e, os que podem otimizar, os tais que se encontram nessa zona de viabilidade, poderiam ser incentivados a aumentar a sua fração de autoprodução.

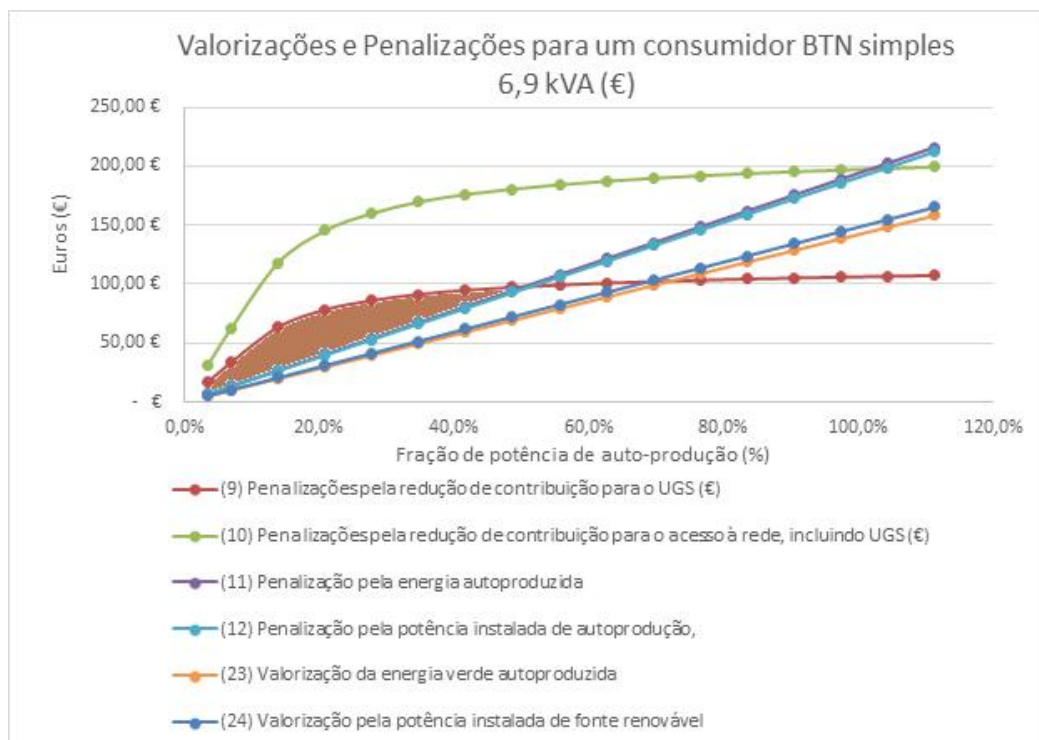


Figura 6.3 - Componentes de valorizações e penalizações anuais numa instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.

Os proveitos diretos provenientes da autoprodução estão representados na figura 6.4. Com a crescente penetração de potência instalada de autoprodução, observada no eixo horizontal do gráfico, os proveitos sem o LCOE aumentam. Por exemplo para uma potência de autoprodução de 2,88 kW (41,7%) os proveitos são de 499,31 € e para uma potência de 7,2 kW os proveitos são de 850,85€, valor que se sobrepõe ao custo do consumo anual líquido (82 1,59 €).

Apesar de estes resultados serem interessantes, o mais correto será considerar o custo do sistema originando um gráfico bem diferente. Com o LCOE apenas será viável até uma fração de 27,8% (1,92 kW), zona onde a maior parte da energia produzida é autoconsumida. O valor que corresponde ao proveito máximo anual de 52,75€ ocorre para uma potência de autoprodução de 0,96 kW.

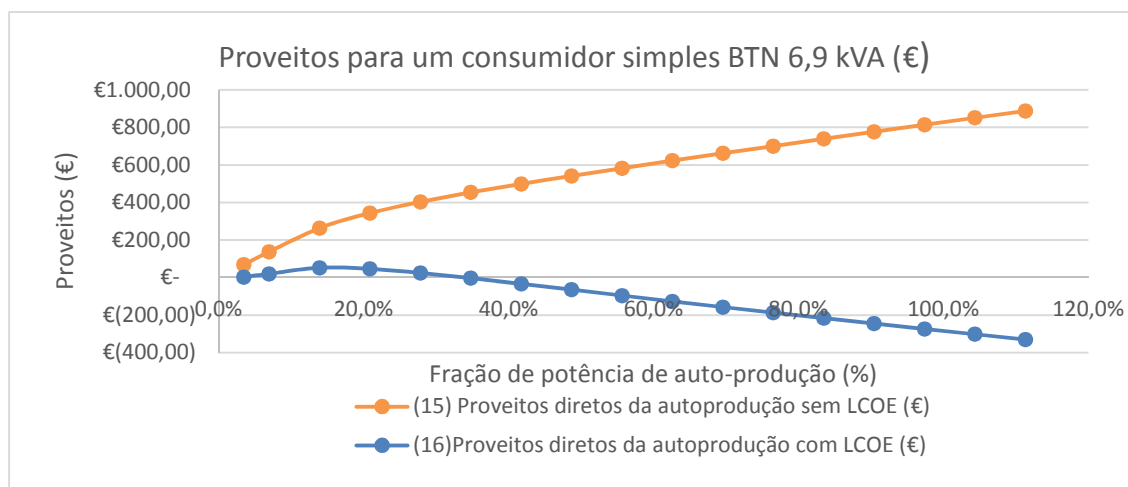


Figura 6.4 - Componentes de proveitos anuais numa instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.

Uma comparação entre a tarifa equivalente (18) e (20) vem confirmar as conclusões já retiradas, ou seja, até 27,8% de potência instalada o sistema é viável. A partir desse valor a tarifa com FV com LCOE é superior à tarifa normal de consumo.

A tarifa equivalente FV, como se pode observar, diminui com a potência instalada. Esta tarifa pode ser comparada com as tarifas feed-in de venda direta à rede. Como já foi exposto no capítulo 2, nos primeiros anos pagam 0,066€/kWh (linha a preto) e no segundo período pagam 0,145€/kWh (linha a vermelho). Tendo em conta que os primeiros anos são os mais importantes, a tarifa obtida nas simulações foi sempre superior à atual praticada. Já para o segundo período, só até 2,88 kW (41,7%) de potência instalada seria viável.

A tarifa equivalente da produção injetada líquida atinge no limite cerca de 0,072€/kWh, correspondendo ao valor médio de preço de mercado mais as perdas evitadas.

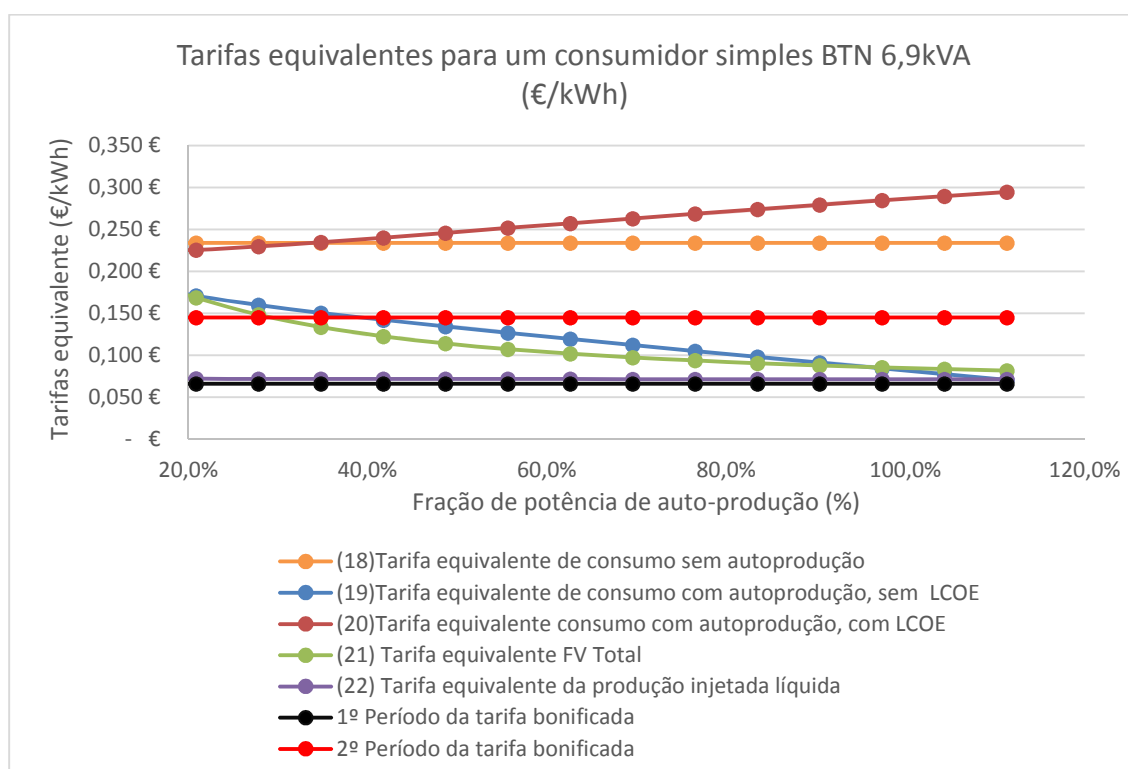


Figura 6.5 - Componentes tarifas equivalentes anuais numa instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.

6.2. Simulação 2 - Consumo BTN Bi-horario de 6,9 kVA

Nesta simulação apenas foram alterados dois parâmetros de entrada, as tarifas e o fator de utilização de potência contratada. Os resultados que serão apresentados dizem respeito a um consumidor de energia elétrica muito intensivo, com um f_{uc} de 11,8% e um consumo anual de 7157,3 kWh, e com uma tarifa Bi-horario. Em termos de energia, como seria de esperar, excetuando a energia injetada líquida, todas as componentes aumentam de valor comparativamente com a primeira simulação.

No limite, a energia consumida líquida consegue alcançar 61,1% da energia necessária para consumo, ou seja, há uma maior necessidade em adquirir eletricidade à rede.

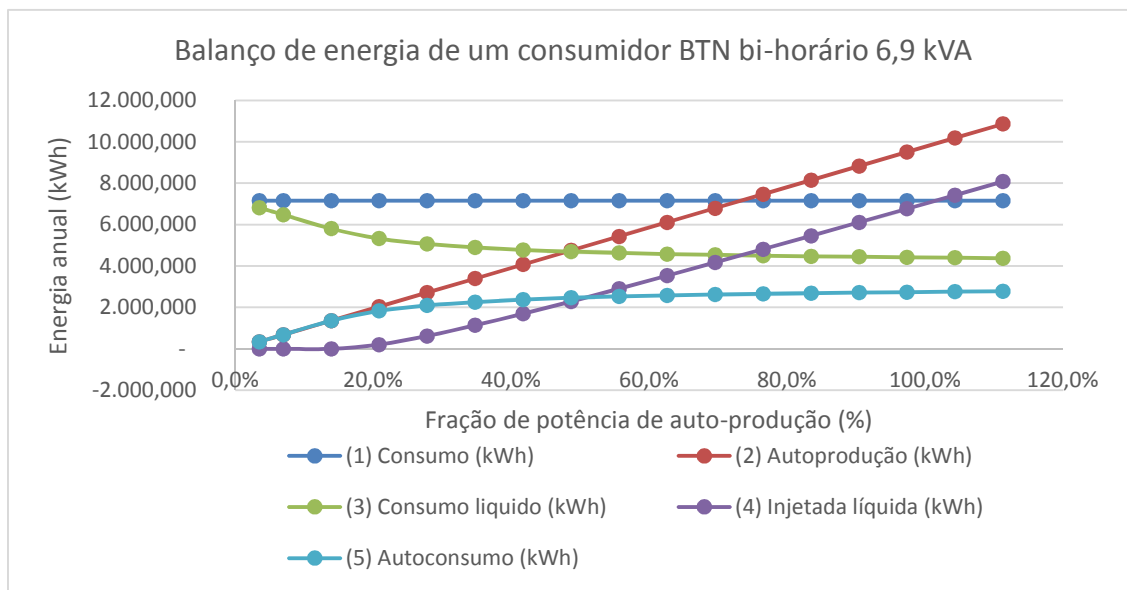


Figura 6.6 - Componentes de energia anual numa instalação de consumo BTN bi-horário de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.

Sabendo que está-se perante um consumidor mais intenso com um plano Bi-horario é expetável que a fatura do consumo sem FV seja mais elevada. Resultou para este caso 1651,14€, mais 379,36€ do que a simulação 1. A poupança que se obtém ao instalar um sistema de autoprodução é mais significativa até 41,7% da potência instalada, grande parte devida à energia autoconsumida. A remuneração da potência injetada só aos 20% da potência instalada será valorizada. O custo de produção é exatamente igual contudo, quando comparado com os proveitos da venda do excesso à rede, é um valor 38% superior, tornando mais uma vez inviável a venda de eletricidade à rede.

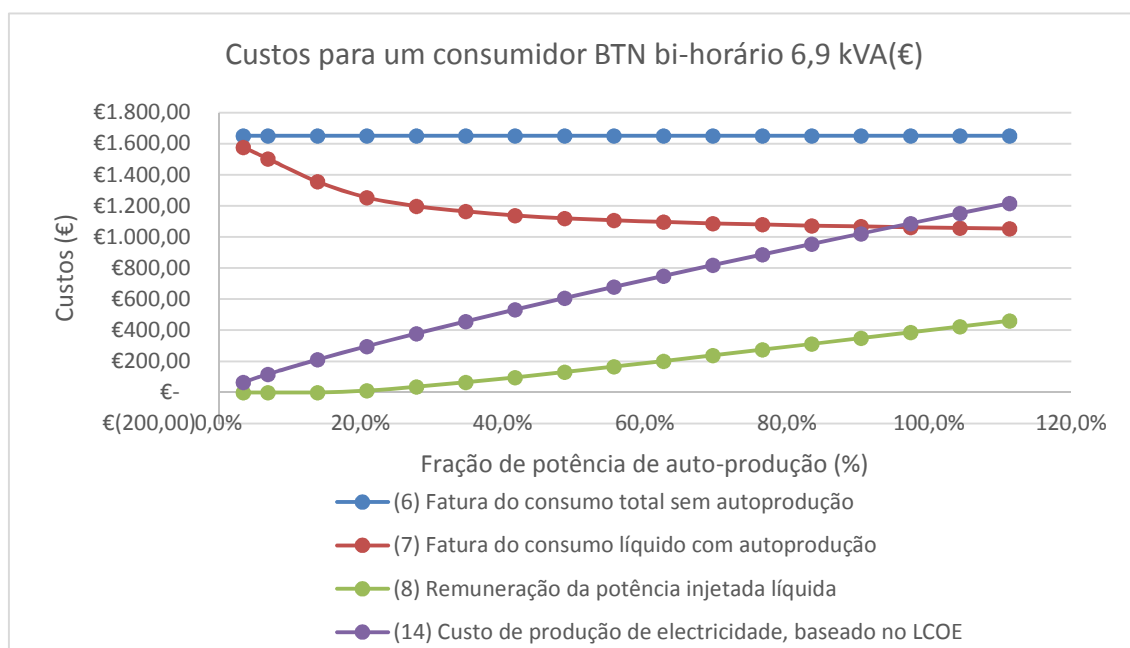


Figura 6.7 - Componentes de custo anual numa instalação de consumo BTN bi-horário de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.

As penalizações aplicadas pela redução do autoconsumo são mais acentuadas porque, para além das tarifas UGS e de acesso à rede serem mais elevadas, há mais energia autoconsumida. Outro ponto a assinar é a zona de viabilidade. Para este caso a zona estende-se até aos 76,5% de potência instalada (5,28 kW).

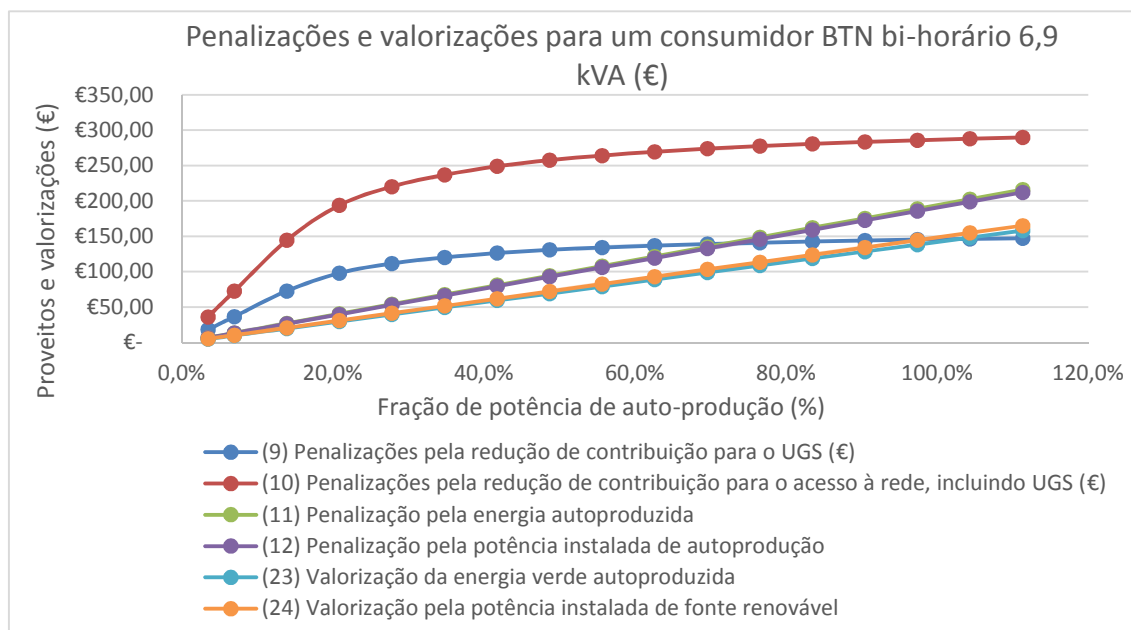


Figura 6.8 - Componentes das valorizações e penalizações anuais numa instalação de consumo BTN bi-horário de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.

A única diferença a assinalar comparativamente à simulação 1 corresponde há zona onde o sistema é viável. A interceção entre (18) e (20) é mais tardia, ocorre aos 55,7% de potência instalada. Conclui-se que quanto mais elevado for o consumo maior será a zona de viabilidade.

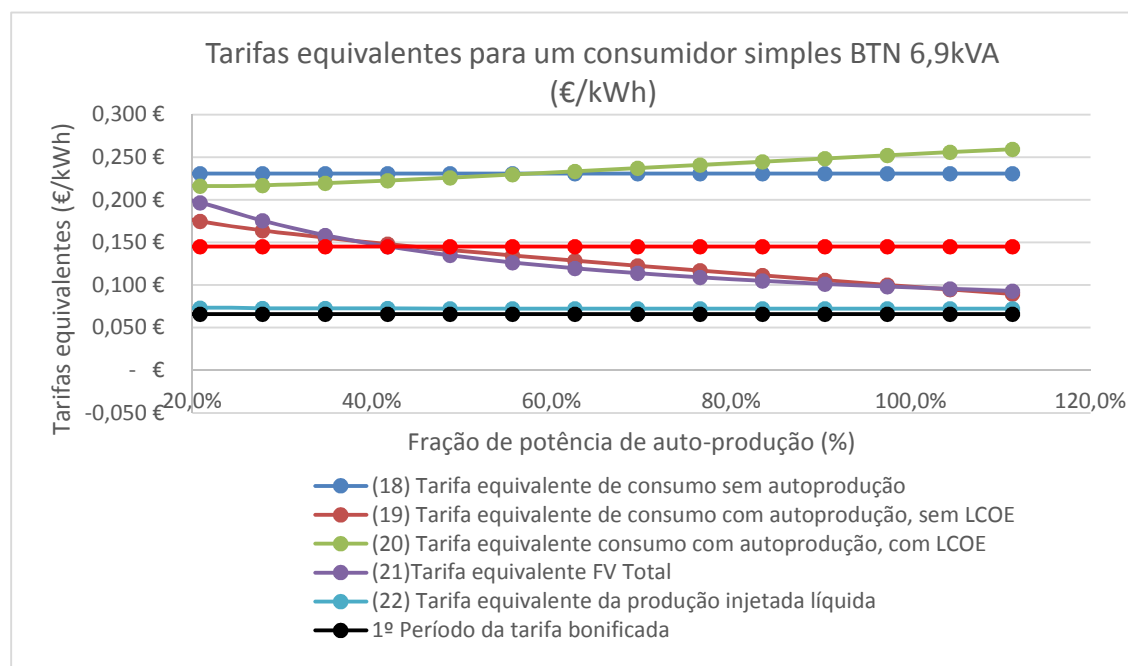


Figura 6.9 - Componentes das tarifas equivalentes anuais numa instalação de consumo BTN bi-horário de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.

6.3. Simulação 3 - Consumo BTN simples de 6,9 kVA (variante)

Nas simulações anteriores teve-se em conta em custos médios dos próximos 20 anos atualizados com a inflação e evolução de preço de eletricidade de 2,5%. Desde 2001 que se tem verificado um aumento do preço de eletricidade. Este aumento de preços tem um impacto direto nas variáveis de custo e proveitos aqui estudadas. O que se pretende descobrir é se será interessante instalar um sistema de autoconsumo para um cenário em que o preço de eletricidade dispara muito rápido e fica muito caro. Considerou-se uma evolução de 10%.

Destaca-se a diferença entre o custo de produção e os proveitos de venda do excesso à rede. No limite a remuneração da venda de energia à rede assemelha-se ao custo do sistema, o que permite concluir que a partir dessa potência instalada é vantajoso a solução de autoprodução para de venda à rede.

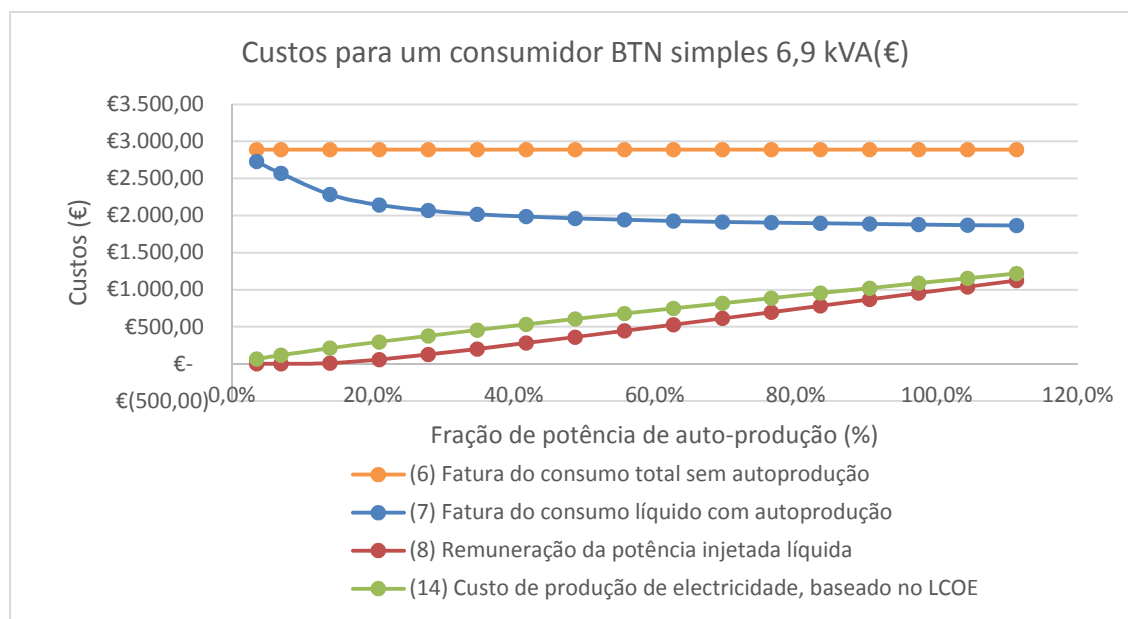


Figura 6.10 - Componentes de custo anual numa instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica com uma inflação nos preços de eletricidade de 10%.

Os proveitos e as tarifas equivalentes obtidos para esta simulação mostram que um modelo de autoconsumo é vantajoso independentemente da potência de autoprodução instalada.

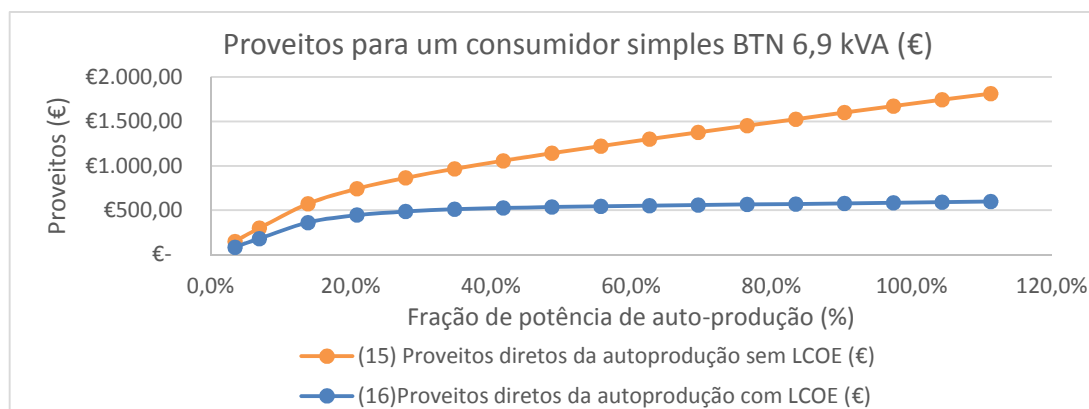


Figura 6.11 - Componentes de proveitos anuais numa instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica com uma inflação nos preços de eletricidade de 10%.

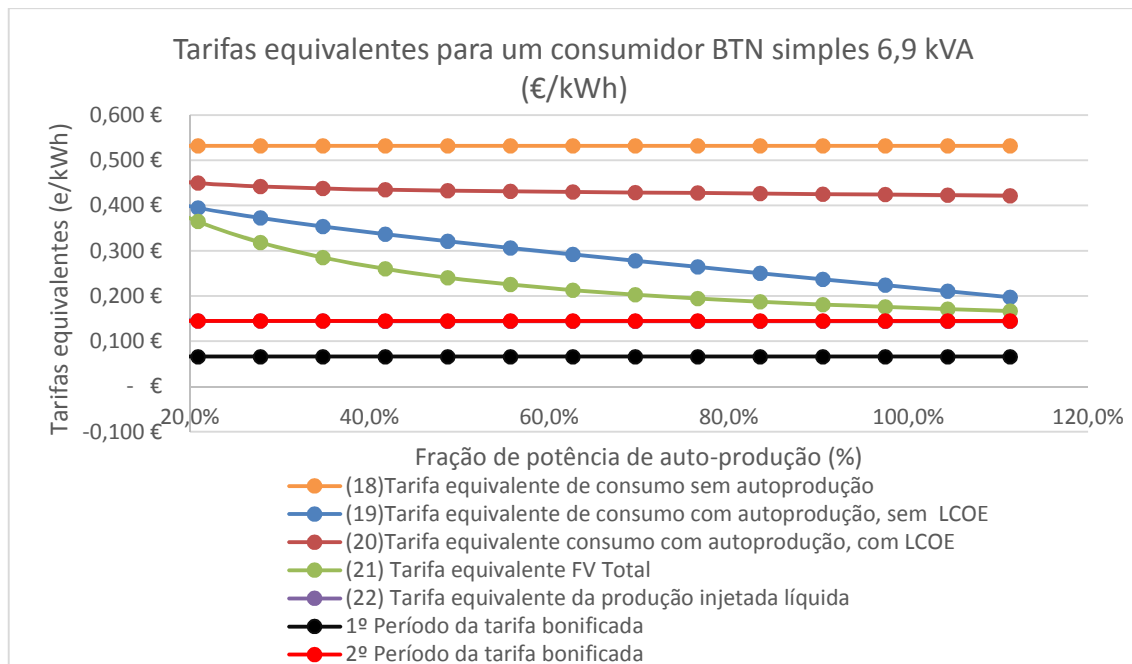


Figura 6.12 - Componentes de tarifas equivalentes numa instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica com uma inflação nos preços de eletricidade de 10%.

6.4. Simulação 4- Consumo BTN simples 6,9 kVA (sem penalizações e valorizações)

No dia 25 de Junho de 2014, o governo concluiu o diploma do autoconsumo que irá ser aprovado até ao final de Julho. Uma semana antes da entrega desta dissertação teve-se conhecimento que a instalação de autoprodução liga à rede sem qualquer tipo de penalizações e valorizações bem como não existe limites a quotas de atribuição de potência (o acesso a este modelo será livre). Ou seja, simplesmente existe uma autoprodução que satisfaz parte do seu consumo sendo o excedente vendido à rede e remunerado ao preço do mercado grossista, deduzido de uma percentagem de 10% reservada a cobrir os custos com esta injeção (formula 6.1). O excesso de energia fornecida à RESP que, num dado ano, ultrapasse a eletricidade fornecida à instalação de consumo, não é remunerada. Para além disso, a unidade de produção para autoconsumo deverá ter uma potência de ligação inferior a duas vezes a potência contratada.

$$Rem_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} * OMIE_m * 0,9 \quad (6.1)$$

Onde, $Rem_{UPAC,m}$ é a remuneração da energia proveniente da unidade de produção para autoconsumo fornecida à RESP no mês m em euros; $E_{fornecida,m}$ é a energia fornecida no mês m em kWh e $OMIE_m$ é o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do OMIE para Portugal relativos ao mês m em €/kWh.

Mediante estas condições efetuou-se uma simulação para um consumidor simples BTN 6,9 kVA até uma gama de potência de autoprodução de 3,45 kW, obtendo os seguintes gráficos de custo (figura 6.13), proveitos (figura 6.14) e tarifas equivalentes (figura 6.15).

Relativamente aos custos apenas se salienta a remuneração da injetada, que no limite atinge 131,29€, menos 34,73 € do que a simulação 1. Conclui-se que o valor recebido pela rede é menor do que se esperava.

Os proveitos diretos provenientes da autoprodução estão representados no gráfico 6.14. Sem o LCOE, por exemplo para uma potência de autoprodução de 0,96 kW (13,9%) os proveitos são de 269,95 € e para uma potência de 3,45 kW os proveitos são de 541,06 €, valor que se

sobrepõe ao custo do consumo anual líquido (862,01 €). Contudo o mais correto será considerar o custo do sistema. Com o LCOE apenas será viável até uma fração de 27,8% (1,92 kW), zona onde a maior parte da energia produzida é autoconsumida. O valor que corresponde ao proveito máximo anual de 59,08€ ocorre para uma potência de autoprodução de 0,96 kW.

Uma comparação entre a tarifa equivalente (18) e (20) vem confirmar as conclusões já retiradas, ou seja, até 27,8% de potência instalada o sistema é viável, apesar da diferença entre essas duas tarifas ser mínima. A partir desse valor a tarifa com FV com LCOE é superior à tarifa normal de consumo.

A tarifa equivalente da produção injetada líquida atinge no limite cerca de 0,0451€/kWh, valor muito baixo comparativamente à simulação 1.

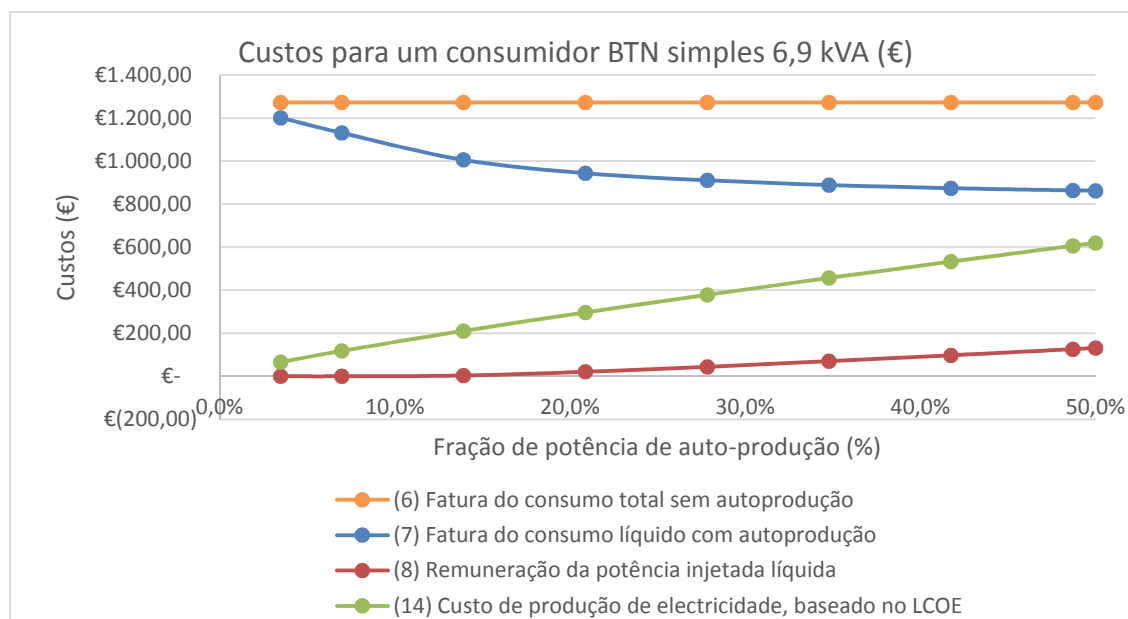


Figura 6.13 - Componentes de custo anual numa instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica sem penalizações e valorizações.

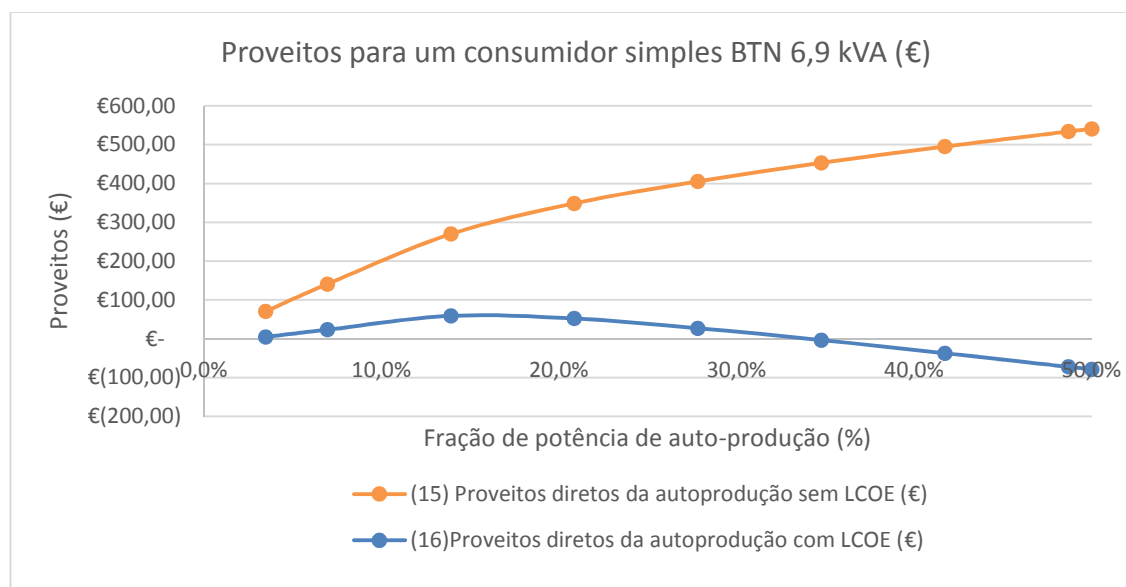


Figura 6.14 - Componentes de proveitos anuais numa instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica sem penalizações e valorizações.

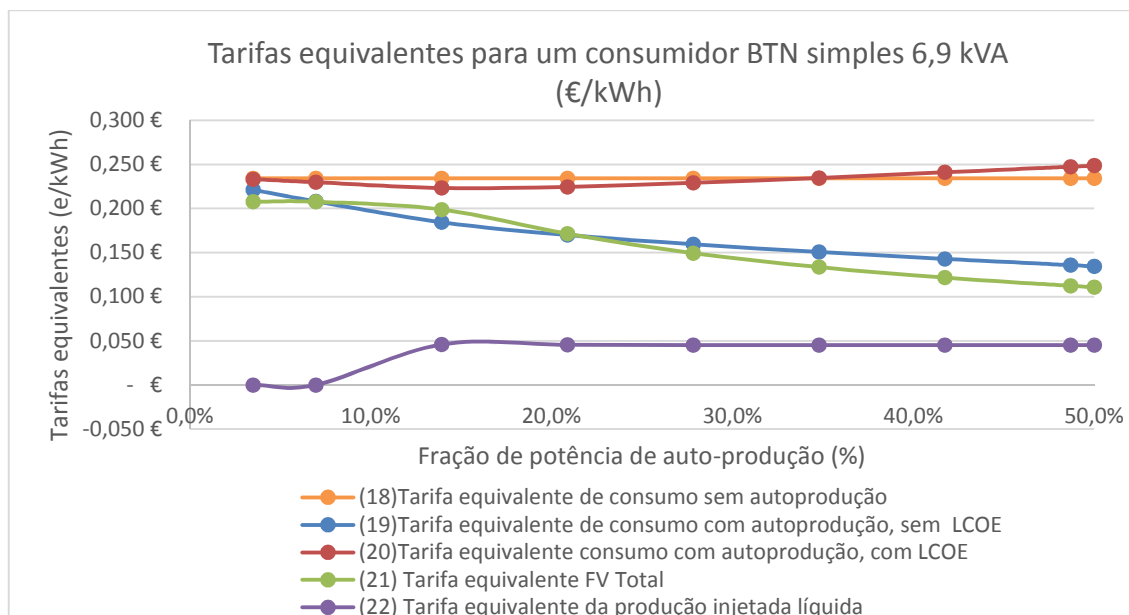


Figura 6.15 - Componentes de tarifas equivalentes numa instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica sem penalizações e valorizações.

6.5. Simulação 5 - Consumo BTN simples e Bi-horario 3,45 e 10,35 kVA

A próxima análise debruça-se numa comparação para diferentes potências contratadas, 3,45 kVA e 10,35 kVA e planos tarifários, simples e bi-horário.

As figuras 6.16 a 6.19 permitem concluir que para maiores consumos a área de viabilidade aumenta, em que as tarifas apresentam valores inferiores à tarifa de referência 18. Para 3,45 kVA existe viabilidade para frações de potências de autoprodução até 0,96 kW com um ótimo em 0,48kW (proveitos de 14,93 €/ano para tarifa simples e 21,20 €/ano para bi-horário). Para potências contratadas de 10,35kVA existe viabilidade até potências de autoprodução de 6kW, com um valor máximo atingido aos 2,5 kW (proveitos de 134,74 €/ano para tarifa simples e 166,10 €/ano para tarifa bi-horário).

Comparando uma opção tarifária simples com um bi-horário, este último é mais vantajoso devido à maior produção em horas de ponta apesar de ser uma diferença muito pequena, inferior a 0,02€/kWh.

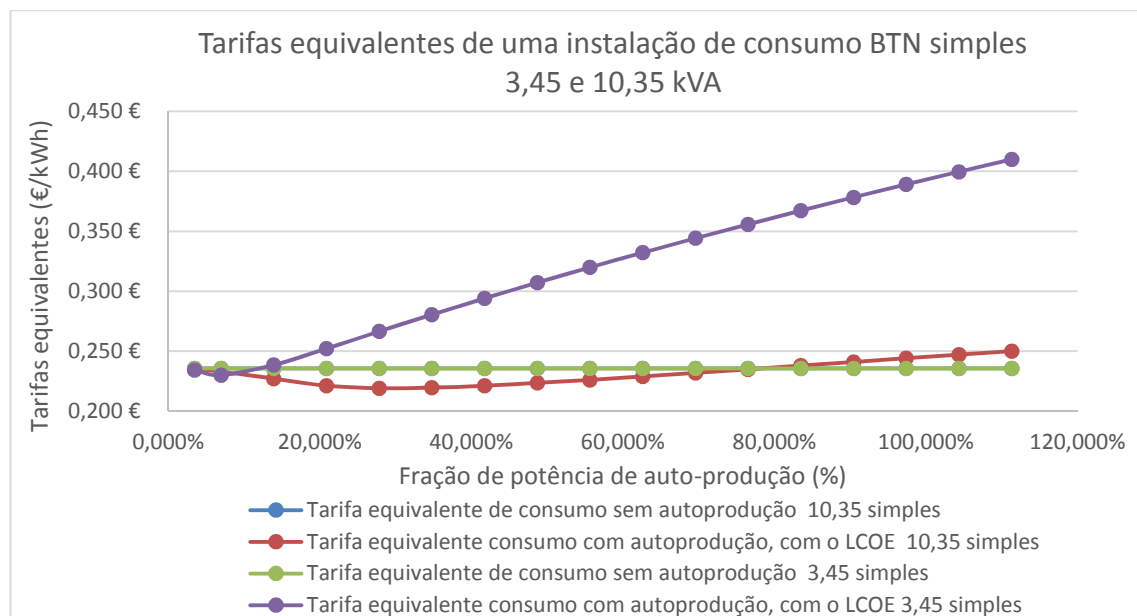


Figura 6.16 - Componentes de tarifas equivalentes numa instalação de consumo BTN simples de 3,45 e 10,35 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.

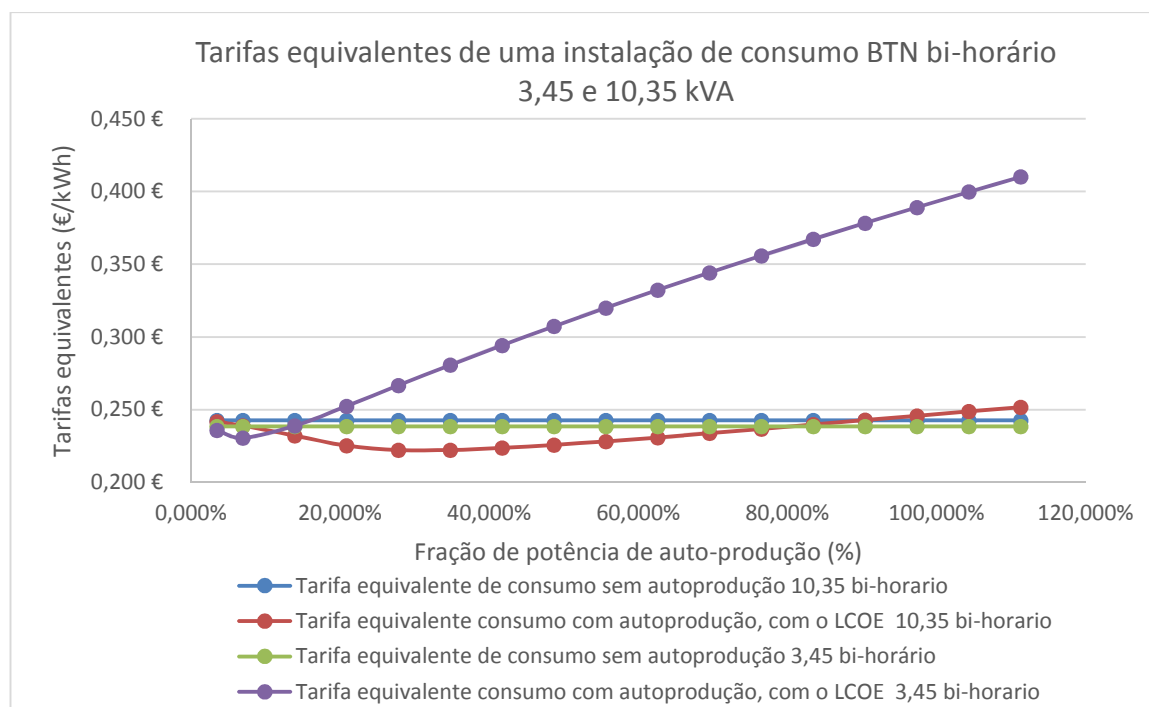


Figura 6.17 - Componentes de tarifas equivalentes numa instalação de consumo BTN bi-horário de 3,45 e 10,35 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.

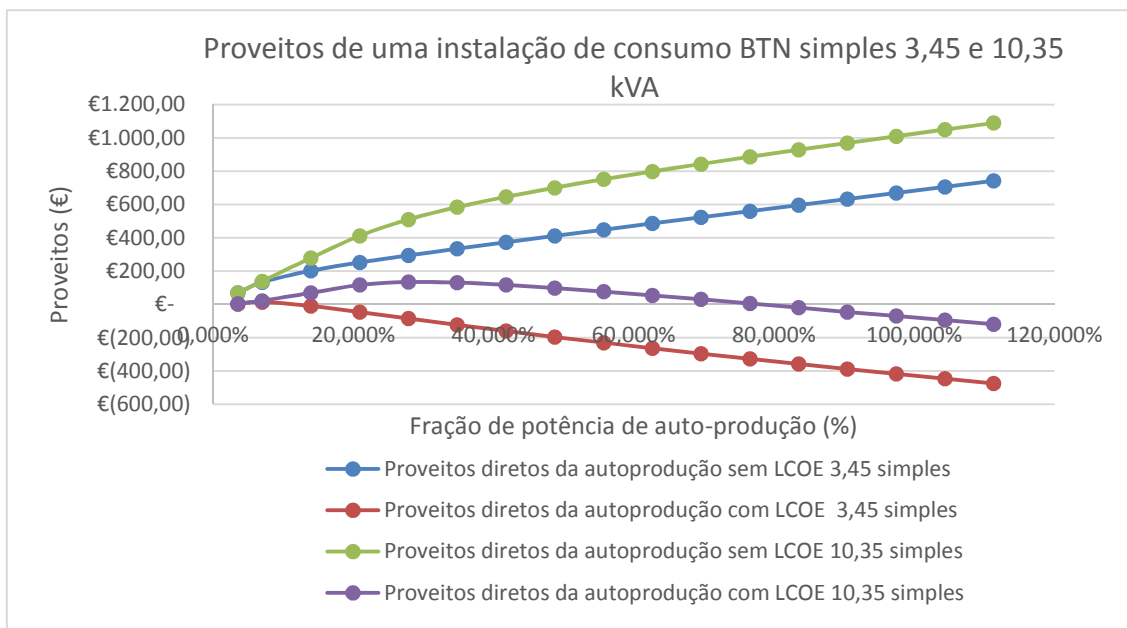


Figura 6.18 - Componentes de proveitos numa instalação de consumo BTN simples de 3,45 e 10,35 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.

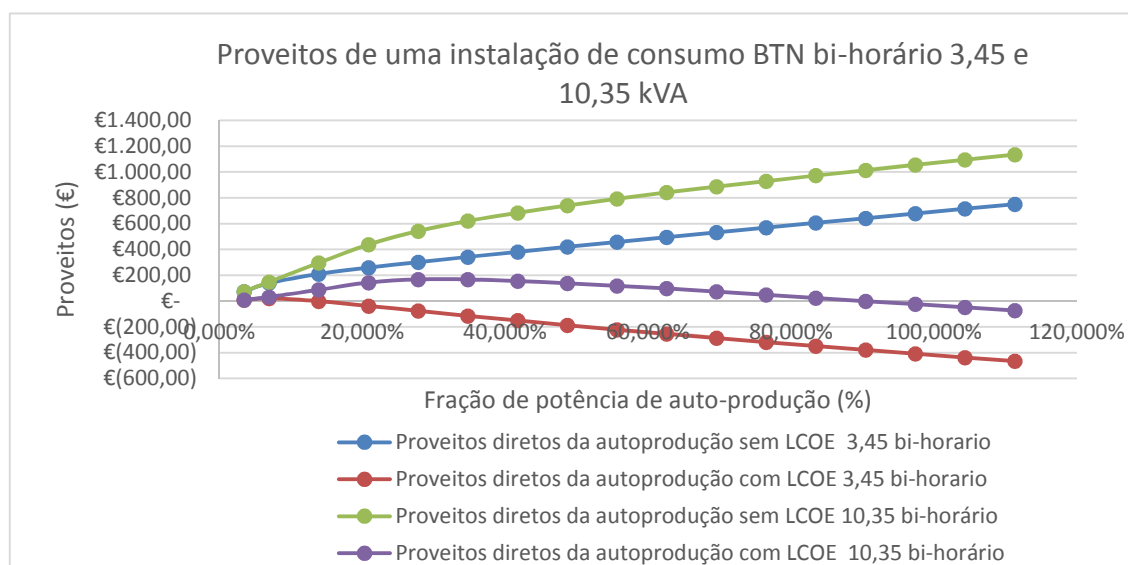


Figura 6.19 - Componentes de proveitos numa instalação de consumo BTN bi-horário de 3,45 e 10,35 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.

6.6. Simulação 6 - Consumo MT de 1200 kVA

Para uma instalação de consumo MT de 1200 kVA serão apresentados a evolução das diversas grandezas de energia e custos para uma gama de autoprodução fotovoltaica que vai desde 350 kW até aos 1050 kW. O consumo anual total é de 944977,3 kWh.

Quando a potência instalada é de 650 kWh, que corresponde a 55% da potência contratada, a produção fotovoltaica é igual ao consumo real. Contudo, parte dessa energia é injetada na rede.

No limite, a energia consumida líquida poderá chegar a 49% (469223,5 kWh) da energia consumida total. Este valor poderá ser reduzido caso a instalação de média tensão tivesse um consumo mais intenso durante a noite.

A energia líquida injetada no máximo consegue alcançar 68% e a energia autoconsumida 32% da energia autoproduzida. Seria interessante um sistema de armazenamento por forma a permitir o uso da energia que é injetada numa fase posterior, contribuindo para aumentar a taxa de autoconsumo.

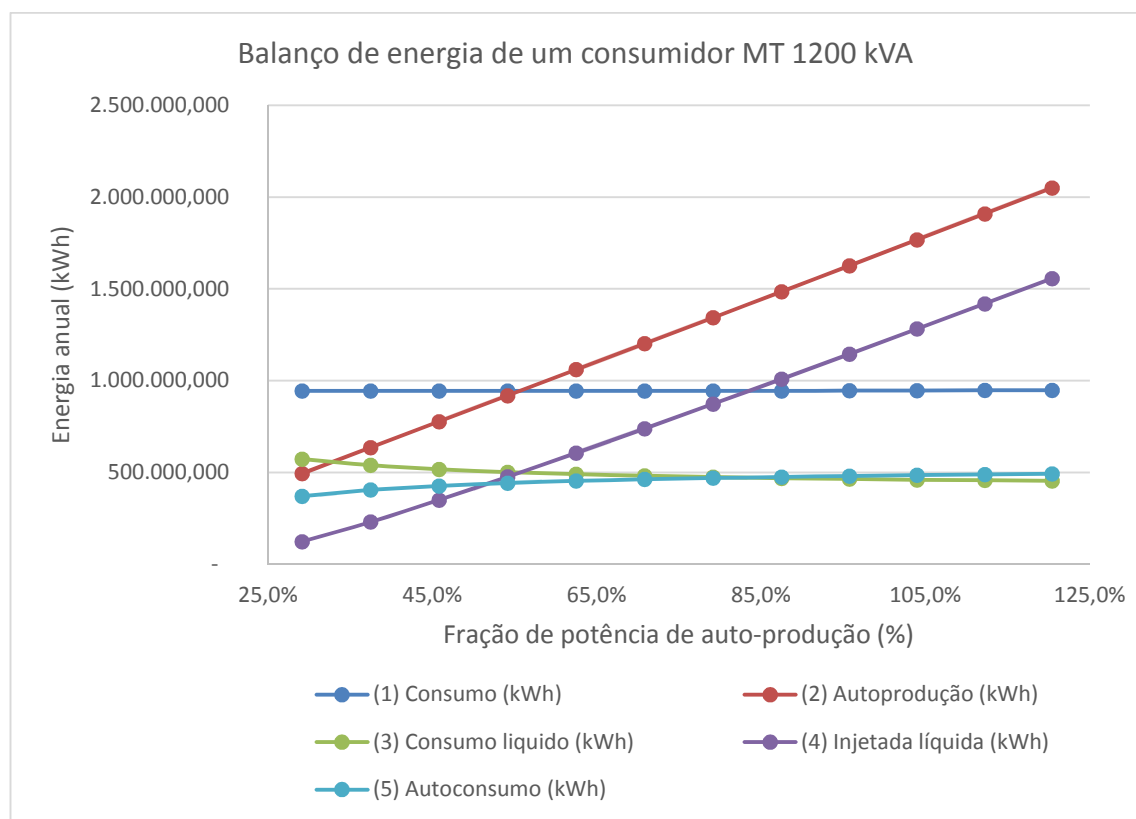


Figura 6.20 - Componentes de energia anual para uma instalação de consumo MT 1200 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.

A fatura anual do consumo total sem autoprodução é de 126851,67€ com IVA. Com um sistema de autoprodução, a redução do custo do consumo é significativa. No limite, isto é para uma fração de potência de autoprodução de 120,4%, a fatura de consumo líquido é de 59925,35€, o que corresponde a uma poupança de 67346,62 €.

A remuneração da potência injetada líquida, para baixos valores de potência, apresenta um valor pequeno em comparação com o custo do consumo líquido. Depois cresce de forma aproximadamente linear. De salientar que a partir da potência de autoprodução de 1350 kW, esta remuneração é superior ao custo de produção de eletricidade, o que torna viável considerar na solução de autoprodução para venda à rede.

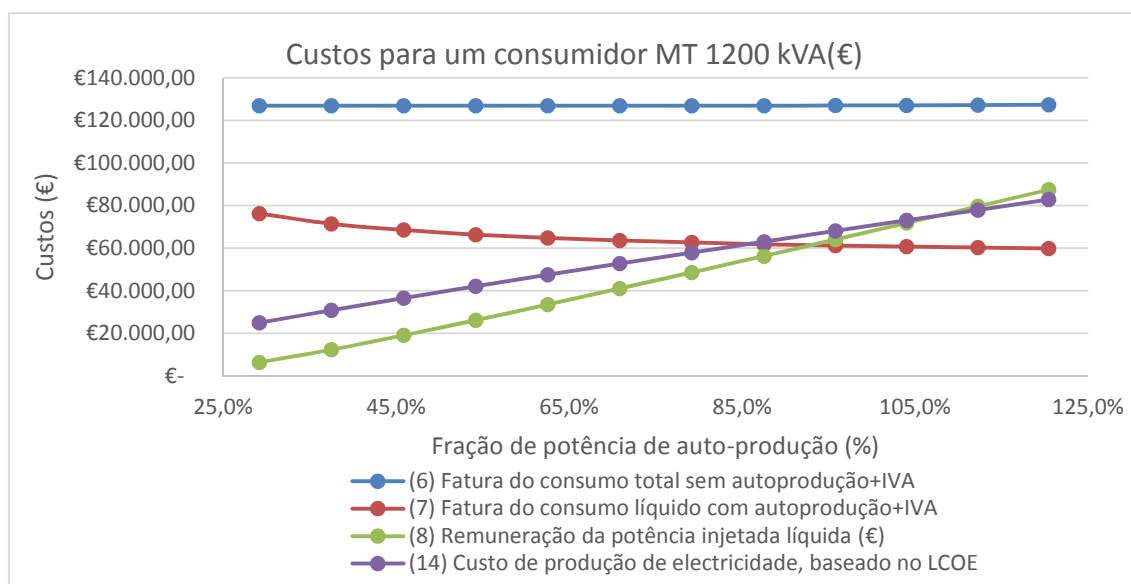


Figura 6.21 - Componentes de custos anuais para uma instalação de consumo MT 1200 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.

A tarifa (18) pode ser comparada com a (19) mas é preciso não esquecer que não contém o investimento do sistema, pelo que (19) reduz sempre com o aumento da potência instalada. Por exemplo para uma integração de 65%, a tarifa passa de 0,134€/kWh para 0,038 €/kWh. Se considerar o LCOE, para este caso é economicamente viável a autoprodução para todas as frações de potência, uma vez que (20) é sempre inferior a (18).

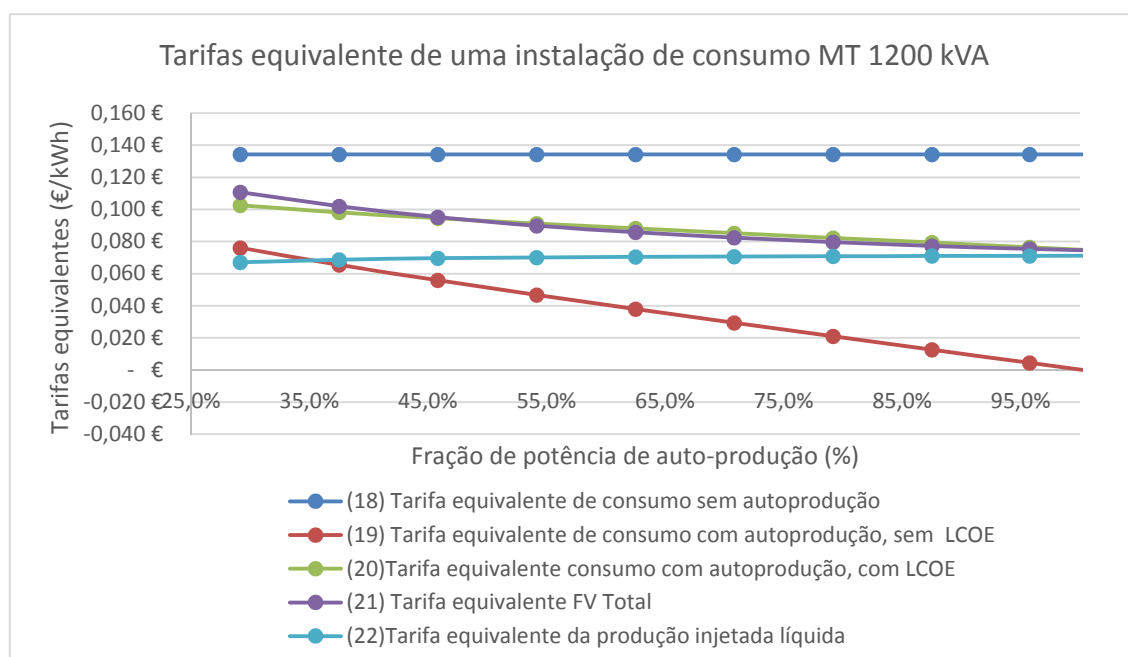


Figura 6.22 - Componentes de tarifas equivalentes para uma instalação de consumo MT 1200 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.

Relativamente às penalizações, a componente (9) no limite poderá atingir 13293,76 €, o que corresponde a 22% da fatura de consumo líquido. Já a componente (10) evolui de forma semelhante e é superior à (9).

A penalização pela energia autoproduzida e pela potência instalada de autoprodução é bem maior para as instalações com maior integração de fotovoltaico e é mais vantajoso para níveis com pouca injeção na rede.

As valorizações, tal como já foi apresentados nas outras simulações, são sempre inferiores às penalizações (11) e (12). Contudo, para frações superiores a 65% os resultados são interessantes porque as valorizações conseguem sobrepor às penalizações (9) e (10).

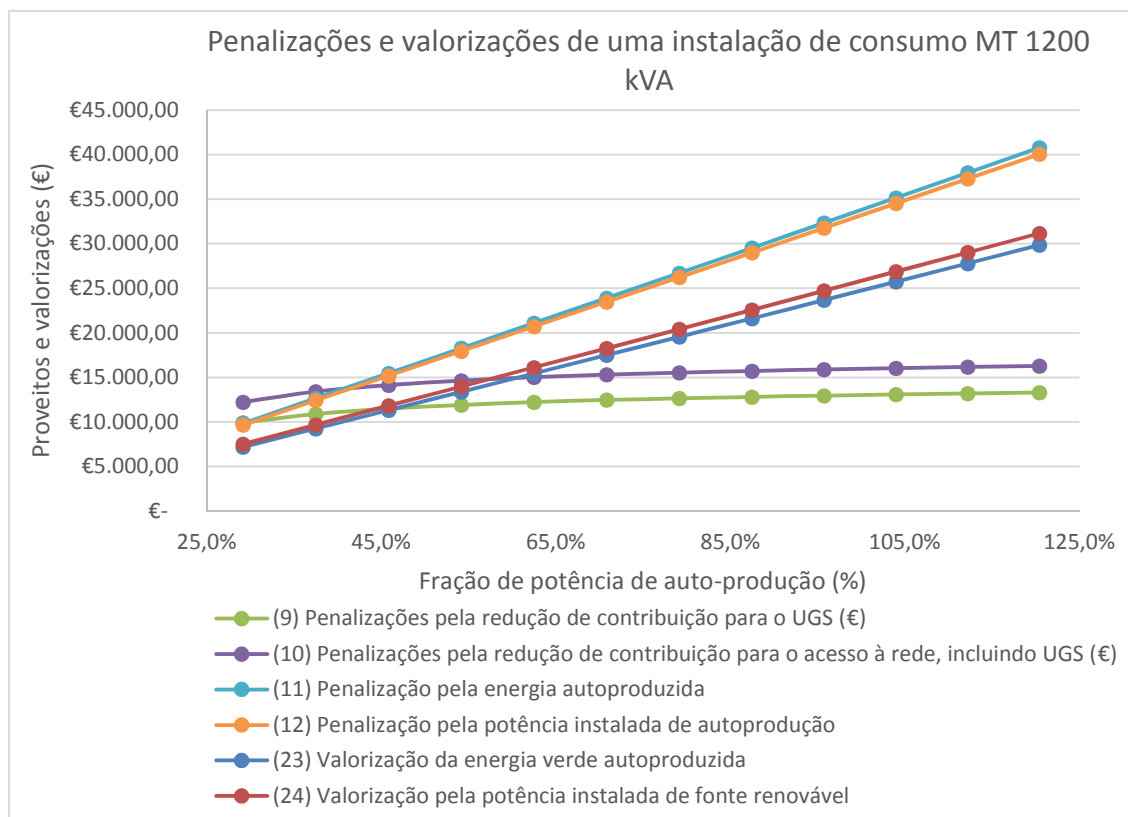


Figura 6.23 - Componentes de penalizações e valorizações para uma instalação de consumo MT 1200 kVA para diferentes níveis de penetração fotovoltaica.

Capítulo 7

Conclusões e Trabalhos Futuros

O setor fotovoltaico neste momento encontra-se fragilizado devido à redução das tarifas que naturalmente acompanhou a evolução da maturidade tecnológica. Dado este cenário, a viabilidade do setor é posta em causa tornando-se pouco atrativo a produção de fotovoltaico. Estas dificuldades poderiam ser ultrapassadas se existe-se uma solução alternativa que não depende-se de tarifas *feed-in* ou então se os custos desta tecnologia reduzissem muito até alcançar um ponto crítico, o da paridade com a rede. Todavia existe uma política europeia, apoiada por Portugal, que protege os preços baixos dos painéis. As medidas *antidumping* fazem com que os preços dos painéis subam, ficando cada vez mais difícil, a curto prazo, atingir a paridade com a rede.

A juntar à redução das tarifas a complicada conjuntura económica o autoconsumo surge como uma alternativa para a recuperação do setor. As vantagens que esta solução apresenta atinge positivamente todos os intervenientes já que, sob o ponto de vista do sistema não acarreta sobrecustos (que é o que acontece atualmente com as tarifas *feed-in*), reduz fluxos de energia e perdas nas redes elétricas, e sob o ponto de vista do consumidor permite reduzir o seu consumo de eletricidade com o auxílio a um sistema de autoprodução. O autoconsumo torna-se muito interessante para o consumidor quando o LCOE é inferior ao custo da eletricidade da rede e se a sua autoprodução for valorizada com uma componente ambiental.

Os diversos modelos mundiais apresentados neste trabalho mostram que efetivamente o autoconsumo é uma alternativa bastante competitiva para consumidores com sistemas fotovoltaico de menor dimensão, apesar de em alguns países, nomeadamente Espanha e Alemanha, existirem algumas contradições políticas que vão ao encontro dos interesses das grandes empresas renováveis ao invés de quem paga o sistema.

Porém, esta opção ainda não está disponível nem regulamentada em Portugal mas já se sabe que vai abordar os seguintes pontos: autoconsumo sem ligação de potência à rede, com ligação de potência à rede e em sistemas isolados da RESP. O mercado fotovoltaico teme que a legislação que vai ser lançada este ano prejudique ainda mais o setor, com a aplicação de penalizações que tornem esta alternativa uma solução complexa e inviável. O decreto-lei deverá possibilitar um papel mais ativo dos pequenos produtores orientado para comportamentos mais eficientes. Para além disso, deverá promover segurança e atualização do sistema energético nacional.

Neste estudo apenas foi abordado modelos com um sistema com ligação de potência à rede por motivos de continuidade, garantia e qualidade de serviço da eletricidade. É defendido aqui que essa ligação implica um pagamento adicional da disponibilidade dos serviços de rede.

Foi demonstrado nas diversas simulações que uma penalização pelo UGS é suportável para o consumidor contudo seria interessante adicionar uma valorização ambiental pela energia verde produzida, como por exemplo, através de certificados verdes ou através de mecanismos de fiscalidade verde. A penalização sobre o acesso à rede, que é o dobro da UGS, já torna o sistema inviável. A penalização pela potência instalada de autoprodução, sugerida nesta dissertação, demonstrou ser a solução mais simples de integrar, com muitos benefícios para

todos os agentes do sistema. Esta taxa tem a grande vantagem de não necessitar de um sistema de contagem na autoprodução, possibilitando a instalação de pequenos sistemas distribuídos pela instalação.

Por vezes, num estudo de viabilidade de um projeto existe o risco de ignorar os custos de investimento, parecendo apelativo pelas elevadas poupanças na fatura, reduzindo cerca de 50% para uma instalação com 50% de potência instalada de autoprodução relativamente à potência contratada. No entanto, esse custo representa uma componente muito elevada, valor que no geral é inferior à tarifa equivalente de consumo mas superior à tarifa paga pela energia injetada na rede. A viabilidade também está relacionada com a capacidade de autoconsumir. Contudo para valores elevados de autoprodução satura sendo o excesso injetado para rede. Essa quantidade de energia injetada, paga a valores mais baixos, inviabiliza o investimento.

Relativamente aos proveitos conclui-se que para baixa tensão, mesmo para as condições mais favoráveis, são muito baixos para contribuir na redução da fatura elétrica. Em contrapartida, o plano tarifário com diferenciação horária, como por exemplo bi-horário, apresentou ser vantajoso para o autoconsumo.

Existe um valor ótimo de potência de autoprodução que, para perfis de consumo típicos, estará entre 20% e 30% da potência instalada. Se admitirmos *kits* de painel único com inversor integrado, a ser instalado pelo próprio consumidor, os custos poderão ser muito mais baixos com boa viabilidade em toda a gama de potências baixas.

A simulação número 4, realizada momentos antes da entrega da dissertação, teve como objetivo apresentar a proposta do diploma que fará o enquadramento legal para o autoconsumo. Tendo em conta essas condições conclui-se que a solução de autoprodução para venda à rede é inviável uma vez que o investimento que o consumidor faz para adquirir o sistema é superior às compensações. Para além disso a diferença entre a tarifa equivalente de consumo sem autoprodução e com autoprodução é pouco significativa. Adicionalmente a tarifa equivalente de venda à rede do excesso de energia é muito baixo comparativamente com os outros modelos aqui estudados.

Em suma, a não ser que o decreto-lei que irá ser publicado este ano traga bons apoios económicos, o autoconsumo não será benéfico para todos os tipos de consumidores. É imperativo que exista um equilíbrio técnico-económico por forma a ir ao encontro das necessidades de todos os agentes envolvidos no sistema.

Como trabalho futuro propõe-se uma reavaliação da versão base do diploma do autoconsumo na perspetiva de que o trabalho desenvolvido nesta dissertação seja um ponto de referência. Sugere-se também uma criação e publicação de um regulamento técnico que especifique os procedimentos a seguir e as condições técnicas dos equipamentos.

Referências

- [1] INESC. “Evolução do Sistema Elétrico Nacional”. Disponível em: <http://www2.inescporto.pt/cpes/noticias-eventos/nos-na-imprensa/o-sistema-eletrico-nacional-2013-regulacao-e-tarifas-perspetivas-de-evolucao-e-desafios/>. Acesso em Fevereiro de 2014.
- [2] Aicep Portugal Global. “O Sector Elétrico”. Disponível em: <http://www.portugalglobal.pt/PT/InvestirPortugal/Portugal/Documents/O%20sector%20eletrico.pdf>. Acesso em: Fevereiro de 2014.
- [3] FEUP. “Aspectos gerais sobre Produção dispersa e Energias Renováveis”. Remuneração da Produção Dispersa”.
- [4] ERSE. “Tarifas e Preços”. Remuneração da Produção Dispersa”. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/Paginas/default.aspx>. Acesso em: Fevereiro de 2014.
- [5] ERSE. “Tarifas e Preços para energia elétrica e outros serviços em 2014”. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2014/Documents/Tarifas%20SE%202014.pdf>. Acesso em: Fevereiro de 2014.
- [6] European Commission. “Electricity Promotion in Portugal”.
- [7] Energlobo. “Miniprodução”. Disponível em: <http://www.energlobo.pt/miniproducao.html>. Acesso em: Fevereiro de 2014.
- [8] Sunaply. “Workshop “Gestão de Energia e Eficiência Energética nas empresas”. Disponível em: <http://indice-consultores.pt/Files/Apresenta%E7%E3o4.pdf>. Acesso em: Fevereiro de 2014.
- [9] Diário da República. Decreto-Lei n.º25/2013. Disponível em: <http://dre.pt/pdf1sdip/2013/02/03500/0103701058.pdf>. Acesso em Fevereiro de 2014.
- [10] APESF. “Sector Fotovoltaico”. Disponível em: http://www.bright-solar.pt/Carta_Aberta_Sector_Fotovoltaico_2014.pdf. Acesso em Fevereiro de 2014.

- [11] Hellenic Association of Photovoltaic Companies. “Feed-in-Tariffs vs Feed-in-Premium Policies”. Disponível em: http://helapco.gr/pdf/FiT_vs_FiP_NREL.pdf. Acesso em Fevereiro de 2014.
- [12] F. Matos, J. Sousa, V. Mendes. “Os Certificados Verdes: Promoção das Energias Renováveis no Espaço Ibérico”. Disponível em: http://pwp.net.ipl.pt/deea.isel/jsousa/Artigos/13_JSousa_CVerdes_Portalegre2005.pdf. Acesso em Fevereiro de 2014.
- [13] Governo de Portugal. “Princípios orientadores da reforma da fiscalidade verde- Relatório Preliminar”. Disponível em: <http://www.portugal.gov.pt/media/1393816/20140417%20maote%20rel%20reforma%20fiscalidade%20verde.pdf>. Acesso em Maio de 2014.
- [14] Joaquim Carneiro. “Projeto interdisciplinar II- Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos (sistemas ligados à rede e sistemas autónomos)”. Disponível em: <http://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16965/1/DIMENSIONAMENTO%20DE%20ISTEMAS%20FOTOVOLTAICOS.pdf>. Acesso em Março de 2014.
- [15] Sunenergy. “Energia solar fotovoltaica- instalação autónoma”. Disponível em: <http://www.sunenergy.pt/particulares/instalacoes-eletricas-autonomas/>. Acesso em Março de 2014.
- [16] South Carolina Association of Municipal power systems. “Net metering - What and why?”. Disponível em: <https://www.yumpu.com/en/document/view/24410378/net-metering-municipal-association-of-south-carolina>. Acesso em Março de 2014.
- [17] Poupa Melhor. “Preços de eletricidade 2001-2013”. Disponível em: <http://www.poupamelhor.com/noticias/precos-da-electricidade-2001-2013/>. Acesso em Março de 2014.
- [18] APISOLAR. “Nova legislação deverá reconhecer a importância dos pequenos produtores, defende APISOLAR”. Disponível em: <http://www.apisolar.pt/pt/component/content/article/97-campanhas-apisolar/590-nova-legislacao-devera-reconhecer-a-importancia-dos-pequenos-produtores-defende-apisolar>. Acesso em Março de 2014.
- [19] APISOLAR. “Mercado e consumidores de energia à espera de legislação do autoconsumo”. Disponível em: <http://www.apisolar.pt/pt/component/content/article/97-campanhas-apisolar/591-mercado-e-consumidores-de-energia-a-espera-de-legislacao-do-autoconsumo>. Acesso em Março de 2014.
- [20] APISOLAR. “Empresas de painéis solares defendem negócio sem subsídios”. Disponível em: <http://www.apisolar.pt/pt/component/content/article/97-campanhas-apisolar/592-empresas-de-paineis-solares-defendem-negocio-sem-subsidios>. Acesso em Março de 2014.

[21] EPIA. “Net-Metering and self-consumption schemes in Europe”. Disponível em: http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Events/6-Marie_Latour_-_Self-consumption_and_net-metering_schemes_in_Europe.pdf. Acesso em Março de 2014.

[22] SMA. “Autoconsumo”. Disponível em: <http://critical-kinetics.pt/Autoconsumo/autoconsumo.html>. Acesso em Março de 2014.

[23] ERSE. “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2014”. Disponível em: http://www.erse.pt/pt/imprensa/comunicados/2013/Comunicados/Comunicado%20Tarifas%20EE%20_2014.pdf. Acesso em Março de 2014.

[24] SunEdison. “A study on PV self-consumption in Europe”. Disponível em: http://www.sunedison.com/wps/wcm/connect/35bfb52a-ec27-4751-8670-fe6e807e8063/SunEdison_PV_Self-consumption_Study_high_resolution_%2813_Mb%29.pdf?MOD=AJPERES. Acesso em: Março de 2014.

[25] EPIA. “Self consumption of PV Electricity”. Disponível em: http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Position_Papers/Self_and_direct_consumption_-_position_paper_-_final_version.pdf. Acesso em: Março de 2014.

[26] FEUP. “Integração de PD nas redes elétricas”. Disponível em: https://sigarra.up.pt/feup/pt/conteudos_geral.ver?pct_pag_id=249640&pct_parametros=pv_ocorrendia_id=333849&pct_grupo=41421#41421. Acesso em Março de 2014.

[27] ACER. “Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012”. Disponível em: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202013.pdf. Acesso em Abril de 2014.

[28] Comissão Europeia. “COMUNICAÇÃO DA COMISSÃO AO PARLAMENTO EUROPEU, AO CONSELHO, AO COMITÉ ECONÓMICO E SOCIAL EUROPEU E AO COMITÉ DAS REGIÕES - Preços e custos da energia na Europa”. Disponível em: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2014:0021:FIN:PT:PDF>. Acesso em: Abril de 2014.

[29] EDP. “Extinção das tarifas reguladas de eletricidade”. Disponível em: <http://www.edpsu.pt/pt/destaques/Pages/Extin%C3%A7%C3%A3odastarifasreguladasdeeletricidade.aspx>. Acesso em Abril de 2014.

[30] EPIA. “European PV support schemes overview- short public version”. Disponível em: http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Policies/OSS-2014_short_version_01.pdf. Acesso em Abril de 2014.

[31] Fotovoltaico nord italia. “Incentivi al fotovoltaico nel 2014. Quali opportunità ci sono?”. Disponível em: <http://www.fotovoltaiconorditalia.it/idee/incentivi-al-fotovoltaico-nel-2014-2>. Acesso em Abril de 2014.

- [32] EPIA. “European PV support schemes overview”. Disponível em: http://www.opde.net/pub/doc/File/ingl/fit-europa_2012_photovoltaic_observatory_overview_support_schemes_15_10_2012.pdf. Acesso em Abril de 2014.
- [33] ERSE. “Diretiva nº.5/2014 Perfis de perdas, perfis de consumo e perfis de produção aplicáveis em 2014”. Disponível em: http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/acessoasredesaasinterligacoes/Documents/Diretiva%205_2014.pdf. Acesso em Abril de 2014.
- [34] ERSE. “Caracterização da procura de energia eléctrica em 2014”. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2014/Documents/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20Procura%20EE%202014.pdf>. Acesso em Abril de 2014.
- [35] Marco Nascimento. “Agentes Comerciais. Modelos de Avaliação de Risco e Rentabilidade”. Disponível em: <http://repositorio.ipl.pt/bitstream/10400.21/3208/1/Disserta%C3%A7%C3%A3o.pdf>. Acesso em Abril de 2014.
- [36] ERSE. “Contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural”. Disponível em: http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/40_1/Contadores_Inteligentes_eletricidade_gas_CPublica_15052012.pdf. Acesso em Maio de 2014.
- [37] ERSE. “Mercado Retalhista de Eletricidade”. Disponível em: www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/MercadoRetalhista/Paginas/default.aspx?master=Ers_ePrint.master. Acesso em Maio de 2014.
- [38] ERSE. “Resumo informativo. Mercado Liberalizado”. Disponível em: http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacaodosector/informacaosobreomercadoliberalizado/2014/Comunicados/201404_ML_elec_ResInf.pdf. Acesso em Maio de 2014.
- [39] Edifícios e Energia. “Conselho Federal alemão dá nega a taxa ao autoconsumo”. Disponível em: <http://www.edificioseenergia.pt/pt/noticia/conselho569federalalemaodanegaataxaautoconsumo>. Acesso em Maio de 2014.
- [40] European Commission. “DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on energy efficiency and amending and subsequently repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC”. Disponível em: http://ec.europa.eu/energy/efficiency/eed/doc/2011_directive/sec_2011_0779_impact_assessment.pdf. Acesso em: Maio de 2014.
- [41] Manuel António Matos. “Sistema por unidade”. Disponível em: <http://paginas.fe.up.pt/~mam/sistemapu.pdf>. Acesso em: Julho de 2014.

Anexos

Nesta seção serão apresentados todos os resultados obtidos nas simulações. Os índices utilizados nas tabelas são equivalentes aos índices da tabela output do capítulo 5.4.

Anexo A

Resultados da simulação para um consumidor BTN simples 6,9 kVA

Cenário	Potência FV (kW)	Energia (kWh)				
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1	0,24	5432,46	339,41	5093,05	0,00	339,41
2	0,48	5432,46	678,82	4753,64	0,00	678,82
3	0,96	5432,46	1357,64	4148,90	74,08	1283,56
4	1,44	5432,46	2036,46	3851,96	455,96	1580,50
5	1,92	5432,46	2715,28	3693,22	976,04	1739,24
6	2,4	5432,46	3394,10	3586,73	1548,37	1845,73
7	2,88	5432,46	4072,92	3518,20	2158,66	1914,26
8	3,36	5432,46	4751,74	3467,48	2786,76	1964,98
9	3,84	5432,46	5430,56	3427,97	3426,07	2004,49
10	4,32	5432,46	6109,38	3395,84	4072,76	2036,62
11	4,8	5432,46	6788,20	3368,41	4724,16	2064,05
12	5,28	5432,46	7467,02	3345,07	5379,64	2087,39
13	5,76	5432,46	8145,84	3325,02	6038,41	2107,43
14	6,24	5432,46	8824,67	3307,57	6699,77	2124,89
15	6,72	5432,46	9503,49	3291,96	7362,99	2140,50
16	7,2	5432,46	10182,31	3277,83	8027,68	2154,63
17	7,68	5432,46	10861,13	3264,65	8693,32	2167,81

Custos (€)					
Cenário	Potência FV (kW)	(6)	(7)	(8)	(14)
1	0,24	1271,781477	1201,296492	0,00	65,53811476
2	0,48	1271,78	1130,81	0,00	117,56
3	0,96	1271,78	1005,23	4,30	210,88
4	1,44	1271,78	943,56	26,23	296,81
5	1,92	1271,78	910,60	56,00	378,27
6	2,4	1271,78	888,48	88,68	456,56
7	2,88	1271,78	874,25	123,49	532,41
8	3,36	1271,78	863,72	159,24	606,29
9	3,84	1271,78	855,51	195,64	678,53
10	4,32	1271,78	848,84	232,48	749,36
11	4,8	1271,78	843,14	269,58	818,96
12	5,28	1271,78	838,30	306,90	887,48
13	5,76	1271,78	834,13	344,41	955,02
14	6,24	1271,78	830,51	382,06	1021,68
15	6,72	1271,78	827,27	419,82	1087,55
16	7,2	1271,78	824,33	457,66	1152,68
17	7,68	1271,78	821,59	495,55	1217,13

Penalizações (€)					
Cenário	Potência FV (kW)	(9)	(10)	(11)	(12)
1	0,24	16,80	31,20	6,75	6,63
2	0,48	33,60	62,41	13,50	13,26
3	0,96	63,54	118,00	27,00	26,52
4	1,44	78,24	145,30	40,50	39,78
5	1,92	86,10	159,89	54,00	53,04
6	2,4	91,37	169,68	67,51	66,30
7	2,88	94,76	175,98	81,01	79,56
8	3,36	97,27	180,64	94,51	92,82
9	3,84	99,23	184,28	108,01	106,08
10	4,32	100,82	187,23	121,51	119,33
11	4,8	102,17	189,75	135,01	132,59
12	5,28	103,33	191,90	148,51	145,85
13	5,76	104,32	193,74	162,01	159,11
14	6,24	105,19	195,35	175,51	172,37
15	6,72	105,96	196,78	189,02	185,63
16	7,2	106,66	198,08	202,52	198,89
17	7,68	107,31	199,29	216,02	212,15

Valorizações (€)			
Cenário	Potência FV (kW)	(23)	(24)
1	0,24	4,94	5,16
2	0,48	9,88	10,32
3	0,96	19,77	20,64
4	1,44	29,65	30,96
5	1,92	39,53	41,28
6	2,4	49,42	51,60
7	2,88	59,30	61,92
8	3,36	69,18	72,24
9	3,84	79,07	82,56
10	4,32	88,95	92,88
11	4,8	98,83	103,20
12	5,28	108,72	113,52
13	5,76	118,60	123,84
14	6,24	128,48	134,16
15	6,72	138,37	144,48
16	7,2	148,25	154,80
17	7,68	158,14	165,12

Proveitos (€)			
Cenário	Potência FV (kW)	(15)	(16)
1	0,24	68,68	3,14
2	0,48	137,35	19,79
3	0,96	263,62	52,75
4	1,44	343,60	46,79
5	1,92	402,72	24,45
6	2,4	453,89	-2,67
7	2,88	499,31	-33,09
8	3,36	541,98	-64,31
9	3,84	582,97	-95,55
10	4,32	622,87	-126,49
11	4,8	662,04	-156,92
12	5,28	700,59	-186,89
13	5,76	738,65	-216,37
14	6,24	776,31	-245,38
15	6,72	813,69	-273,86
16	7,2	850,85	-301,83
17	7,68	887,86	-329,27

Tarifas equivalentes (€/kWh)						
Cenário	Potência FV (kW)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)
1	0,24	0,23	0,22	0,23	0,20	0
2	0,48	0,23	0,21	0,23	0,20	0
3	0,96	0,23	0,19	0,22	0,19	0,07
4	1,44	0,23	0,17	0,23	0,17	0,07
5	1,92	0,23	0,16	0,23	0,15	0,07
6	2,4	0,23	0,15	0,23	0,13	0,07
7	2,88	0,23	0,14	0,24	0,12	0,07
8	3,36	0,23	0,13	0,25	0,11	0,07
9	3,84	0,23	0,13	0,25	0,11	0,07
10	4,32	0,23	0,12	0,26	0,11	0,07
11	4,8	0,23	0,11	0,26	0,10	0,07
12	5,28	0,23	0,11	0,27	0,09	0,07
13	5,76	0,23	0,10	0,27	0,09	0,07
14	6,24	0,23	0,09	0,28	0,09	0,07
15	6,72	0,23	0,08	0,28	0,08	0,07
16	7,2	0,23	0,08	0,29	0,08	0,07
17	7,68	0,23	0,07	0,29	0,08	0,07

Anexo B

Resultado da simulação para um consumidor BTN bi-horário 6,9 kVA

Cenário	Potência FV (kW)	Energia (kWh)				
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1	0,24	7157,31	339,41	6817,90	0,00	339,41
2	0,48	7157,31	678,82	6478,49	0,00	678,82
3	0,96	7157,31	1357,64	5803,45	3,79	1353,85
4	1,44	7157,31	2036,46	5326,04	205,19	1831,27
5	1,92	7157,31	2715,28	5064,67	622,65	2092,63
6	2,4	7157,31	3394,10	4900,90	1137,70	2256,40
7	2,88	7157,31	4072,92	4780,64	1696,26	2376,66
8	3,36	7157,31	4751,74	4692,97	2287,41	2464,33
9	3,84	7157,31	5430,56	4629,32	2902,58	2527,99
10	4,32	7157,31	6109,38	4578,20	3530,28	2579,10
11	4,8	7157,31	6788,20	4535,78	4166,68	2621,53
12	5,28	7157,31	7467,02	4500,37	4810,09	2656,93
13	5,76	7157,31	8145,84	4469,43	5457,97	2687,87
14	6,24	7157,31	8824,67	4441,86	6109,22	2715,44
15	6,72	7157,31	9503,49	4417,56	6763,74	2739,75
16	7,2	7157,31	10182,31	4395,93	7420,92	2761,38
17	7,68	7157,31	10861,13	4376,73	8080,55	2780,58

Custos (€)					
Cenário	Potência FV (kW)	(6)	(7)	(8)	(14)
1	0,24	1651,14	1577,10	0,00	65,54
2	0,48	1651,14	1503,06	0,00	117,56
3	0,96	1651,14	1355,88	0,19	210,88
4	1,44	1651,14	1253,65	11,89	296,81
5	1,92	1651,14	1198,58	35,81	378,27
6	2,4	1651,14	1164,20	65,30	456,56
7	2,88	1651,14	1138,85	97,22	532,41
8	3,36	1651,14	1120,45	130,96	606,29
9	3,84	1651,14	1107,04	166,03	678,53
10	4,32	1651,14	1096,20	201,76	749,36
11	4,8	1651,14	1087,19	237,99	818,96
12	5,28	1651,14	1079,70	274,64	887,48
13	5,76	1651,14	1073,16	311,55	955,02
14	6,24	1651,14	1067,34	348,63	1021,68
15	6,72	1651,14	1062,24	385,89	1087,55
16	7,2	1651,14	1057,71	423,32	1152,68
17	7,68	1651,14	1053,66	460,88	1217,13

Penalizações (€)					
Cenário	Potência FV (kW)	(9)	(10)	(11)	(12)
1	0,24	18,24	36,21	6,75	6,63
2	0,48	36,47	72,41	13,50	13,26
3	0,96	72,72	144,36	27,00	26,52
4	1,44	97,97	193,86	40,50	39,78
5	1,92	111,60	220,29	54,00	53,04
6	2,4	120,12	236,75	67,51	66,30
7	2,88	126,39	248,92	81,01	79,56
8	3,36	130,95	257,73	94,51	92,82
9	3,84	134,27	264,17	108,01	106,08
10	4,32	136,95	269,39	121,51	119,33
11	4,8	139,18	273,73	135,01	132,59
12	5,28	141,03	277,33	148,51	145,85
13	5,76	142,65	280,48	162,01	159,11
14	6,24	144,09	283,27	175,51	172,37
15	6,72	145,35	285,71	189,02	185,63
16	7,2	146,47	287,88	202,52	198,89
17	7,68	147,47	289,82	216,02	212,15

Valorizações (€)			
Cenário	Potência FV (kW)	(23)	(24)
1	0,24	4,94	5,16
2	0,48	9,88	10,32
3	0,96	19,77	20,64
4	1,44	29,65	30,96
5	1,92	39,53	41,28
6	2,4	49,42	51,60
7	2,88	59,30	61,92
8	3,36	69,18	72,24
9	3,84	79,07	82,56
10	4,32	88,95	92,88
11	4,8	98,83	103,20
12	5,28	108,72	113,52
13	5,76	118,60	123,84
14	6,24	128,48	134,16
15	6,72	138,37	144,48
16	7,2	148,25	154,80
17	7,68	158,14	165,12

Proveitos (€)			
Cenário	Potência FV (kW)	(15)	(16)
1	0,24	72,57	7,03
2	0,48	145,14	27,58
3	0,96	289,57	78,69
4	1,44	400,56	103,75
5	1,92	476,61	98,34
6	2,4	537,54	80,99
7	2,88	591,87	59,46
8	3,36	641,07	34,78
9	3,84	686,61	8,09
10	4,32	730,24	-19,11
11	4,8	772,54	-46,42
12	5,28	813,74	-73,73
13	5,76	854,25	-100,77
14	6,24	894,21	-127,47
15	6,72	933,63	-153,91
16	7,2	972,65	-180,02
17	7,68	1011,33	-205,80

Cenário	Potência FV (kW)	Tarifas equivalentes (€/kWh)					
		(18)	(19)	(20)	(21)	(22)	
1	0,24	0,23	0,23	0,22	0,23	0,21	0,00
2	0,48	0,23	0,23	0,21	0,23	0,21	0,00
3	0,96	0,23	0,23	0,19	0,22	0,21	0,07
4	1,44	0,23	0,23	0,17	0,22	0,20	0,07
5	1,92	0,23	0,23	0,16	0,22	0,18	0,07
6	2,4	0,23	0,23	0,16	0,22	0,16	0,07
7	2,88	0,23	0,23	0,15	0,22	0,15	0,07
8	3,36	0,23	0,23	0,14	0,23	0,13	0,07
9	3,84	0,23	0,23	0,13	0,23	0,13	0,07
10	4,32	0,23	0,23	0,13	0,23	0,12	0,07
11	4,8	0,23	0,23	0,12	0,24	0,11	0,07
12	5,28	0,23	0,23	0,12	0,24	0,11	0,07
13	5,76	0,23	0,23	0,11	0,24	0,10	0,07
14	6,24	0,23	0,23	0,11	0,25	0,10	0,07
15	6,72	0,23	0,23	0,10	0,25	0,10	0,07
16	7,2	0,23	0,23	0,09	0,26	0,10	0,07
17	7,68	0,23	0,23	0,09	0,26	0,09	0,07

Anexo C

Resultado da simulação para um consumidor BTN simples 6,9 kVA (variante)

Cenário	Potência FV (kW)	Custos (€)			
		(6)	(7)	(8)	(14)
1	0,24	2888,40	2728,32	0,00	65,54
2	0,48	2888,40	2568,24	0,00	117,56
3	0,96	2888,40	2283,01	9,78	210,88
4	1,44	2888,40	2142,96	59,58	296,81
5	1,92	2888,40	2068,09	127,19	378,27
6	2,4	2888,40	2017,87	201,40	456,56
7	2,88	2888,40	1985,55	280,46	532,41
8	3,36	2888,40	1961,62	361,66	606,29
9	3,84	2888,40	1942,99	444,34	678,53
10	4,32	2888,40	1927,84	528,01	749,36
11	4,8	2888,40	1914,90	612,25	818,96
12	5,28	2888,40	1903,89	697,01	887,48
13	5,76	2888,40	1894,44	782,21	955,02
14	6,24	2888,40	1886,20	867,72	1021,68
15	6,72	2888,40	1878,84	953,47	1087,55
16	7,2	2888,40	1872,18	1039,41	1152,68
17	7,68	2888,40	1865,96	1125,48	1217,13

Penalizações (€)					
Cenário	Potência FV (kW)	(9)	(10)	(11)	(12)
1	0,24	38,16	70,87	15,33	15,06
2	0,48	76,32	141,73	30,66	30,11
3	0,96	144,31	268,00	61,33	60,23
4	1,44	177,69	329,99	91,99	90,34
5	1,92	195,54	363,14	122,65	120,46
6	2,4	207,51	385,37	153,32	150,57
7	2,88	215,21	399,68	183,98	180,68
8	3,36	220,91	410,27	214,64	210,80
9	3,84	225,36	418,52	245,30	240,91
10	4,32	228,97	425,23	275,97	271,03
11	4,8	232,05	430,95	306,63	301,14
12	5,28	234,68	435,83	337,29	331,25
13	5,76	236,93	440,01	367,96	361,37
14	6,24	238,89	443,66	398,62	391,48
15	6,72	240,65	446,92	429,28	421,60
16	7,2	242,24	449,87	459,95	451,71
17	7,68	243,72	452,62	490,61	481,82

Valorizações (€)			
Cenário	Potência FV (kW)	(23)	(24)
1	0,24	4,94	5,16
2	0,48	9,88	10,32
3	0,96	19,77	20,64
4	1,44	29,65	30,96
5	1,92	39,53	41,28
6	2,4	49,42	51,60
7	2,88	59,30	61,92
8	3,36	69,18	72,24
9	3,84	79,07	82,56
10	4,32	88,95	92,88
11	4,8	98,83	103,20
12	5,28	108,72	113,52
13	5,76	118,60	123,84
14	6,24	128,48	134,16
15	6,72	138,37	144,48
16	7,2	148,25	154,80
17	7,68	158,14	165,12

Proveitos (€)			
Cenário	Potência FV (kW)	(15)	(16)
1	0,24	149,69	84,15
2	0,48	299,38	181,82
3	0,96	573,60	362,73
4	1,44	742,68	445,87
5	1,92	864,37	486,10
6	2,4	968,03	511,48
7	2,88	1058,63	526,23
8	3,36	1142,98	536,69
9	3,84	1223,51	544,98
10	4,32	1301,55	552,20
11	4,8	1377,95	558,99
12	5,28	1452,94	565,46
13	5,76	1526,82	571,80
14	6,24	1599,78	578,10
15	6,72	1672,12	584,57
16	7,2	1743,94	591,27
17	7,68	1815,44	598,32

Tarifas equivalentes (€/kWh)						
Cenário	Potência FV (kW)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)
1	0,24	0,53	0,50	0,52	0,44	0,00
2	0,48	0,53	0,48	0,50	0,44	0,00
3	0,96	0,53	0,43	0,46	0,42	0,15
4	1,44	0,53	0,39	0,45	0,36	0,15
5	1,92	0,53	0,37	0,44	0,32	0,14
6	2,4	0,53	0,35	0,44	0,29	0,14
7	2,88	0,53	0,34	0,43	0,26	0,14
8	3,36	0,53	0,32	0,43	0,24	0,14
9	3,84	0,53	0,31	0,43	0,23	0,14
10	4,32	0,53	0,29	0,43	0,21	0,14
11	4,8	0,53	0,28	0,43	0,20	0,14
12	5,28	0,53	0,26	0,43	0,19	0,14
13	5,76	0,53	0,25	0,43	0,19	0,14
14	6,24	0,53	0,24	0,43	0,18	0,14
15	6,72	0,53	0,22	0,42	0,18	0,14
16	7,2	0,53	0,21	0,42	0,17	0,14
17	7,68	0,53	0,20	0,42	0,17	0,14

Anexo D

Resultado da simulação para um consumidor BTN simples 6,9 kVA (sem penalizações e valorizações)

Custos (€)					
Cenário	Potência FV (kW)	(6)	(7)	(8)	(14)
1	0,24	1271,78	1201,30	0,00	65,54
2	0,48	1271,78	1130,81	0,00	117,56
3	0,96	1271,78	1005,23	3,40	210,88
4	1,44	1271,78	943,56	20,73	296,81
5	1,92	1271,78	910,60	44,27	378,27
6	2,4	1271,78	888,48	70,11	456,56
7	2,88	1271,78	874,25	97,65	532,41
8	3,36	1271,78	863,72	125,93	606,29
9	3,45	1271,78	862,01	131,29	619,95

Proveitos (€)			
Cenário	Potência FV (kW)	(15)	(16)
1	0,24	70,48	4,95
2	0,48	140,97	23,41
3	0,96	269,95	59,08
4	1,44	348,95	52,14
5	1,92	405,45	27,18
6	2,4	453,41	-3,14
7	2,88	495,18	-37,23
8	3,36	533,99	-72,29
9	3,45	541,06	-78,89

Tarifas equivalentes (€/kWh)						
Cenário	Potência FV (kW)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)
1	0,24	0,23	0,22	0,23	0,21	0,00
2	0,48	0,23	0,21	0,23	0,21	0,00
3	0,96	0,23	0,18	0,22	0,20	0,05
4	1,44	0,23	0,17	0,22	0,17	0,05
5	1,92	0,23	0,16	0,23	0,15	0,05
6	2,4	0,23	0,15	0,23	0,13	0,05
7	2,88	0,23	0,14	0,24	0,12	0,05
8	3,36	0,23	0,14	0,25	0,11	0,05
9	3,45	0,23	0,13	0,25	0,11	0,05

Anexo E

Resultado da simulação para um consumidor BTN simples 3,45 kVA

Cenário	Potência FV (kW)	Proveitos (€)	
		(15)	(16)
1	0,24	69,02	3,48
2	0,48	132,49	14,93
3	0,96	202,71	-8,16
4	1,44	251,69	-45,12
5	1,92	294,20	-84,07
6	2,4	334,41	-122,15
7	2,88	373,39	-159,01
8	3,36	411,59	-194,70
9	3,84	449,35	-229,17
10	4,32	486,80	-262,56
11	4,8	523,91	-295,04
12	5,28	560,76	-326,72
13	5,76	597,42	-357,60
14	6,24	633,98	-387,70
15	6,72	670,46	-417,08
16	7,2	706,87	-445,81
17	7,68	743,20	-473,93

Tarifas equivalentes (€/kWh)						
Cenário	Potência FV (kW)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)
1	0,24	0,24	0,21	0,23	0,20	0,00
2	0,48	0,24	0,19	0,23	0,20	0,07
3	0,96	0,24	0,16	0,24	0,15	0,07
4	1,44	0,24	0,14	0,25	0,12	0,07
5	1,92	0,24	0,13	0,27	0,11	0,07
6	2,4	0,24	0,11	0,28	0,10	0,07
7	2,88	0,24	0,10	0,29	0,09	0,07
8	3,36	0,24	0,08	0,31	0,09	0,07
9	3,84	0,24	0,07	0,32	0,08	0,07
10	4,32	0,24	0,06	0,33	0,08	0,07
11	4,8	0,24	0,04	0,34	0,08	0,07
12	5,28	0,24	0,03	0,36	0,08	0,07
13	5,76	0,24	0,02	0,37	0,07	0,07
14	6,24	0,24	0,00	0,38	0,07	0,07
15	6,72	0,24	-0,01	0,39	0,07	0,07
16	7,2	0,24	-0,02	0,40	0,07	0,07
17	7,68	0,24	-0,04	0,41	0,07	0,07

Anexo F

Resultado da simulação para um consumidor BTN bi-horário 3,45 kVA

Cenário	Potência FV (kW)	Proveitos (€)	
		(15)	(16)
1	0,24	72,57	7,03
2	0,48	138,76	21,20
3	0,96	209,68	-1,19
4	1,44	258,90	-37,91
5	1,92	301,60	-76,67
6	2,4	341,91	-114,64
7	2,88	380,94	-151,46
8	3,36	419,21	-187,08
9	3,84	457,02	-221,50
10	4,32	494,50	-254,85
11	4,8	531,67	-287,29
12	5,28	568,54	-318,94
13	5,76	605,22	-349,80
14	6,24	641,79	-379,90
15	6,72	678,27	-409,28
16	7,2	714,67	-438,01
17	7,68	751,00	-466,12

Tarifas equivalentes (€/kWh)						
Cenário	Potência FV (kW)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)
1	0,24	0,24	0,21	0,24	0,21	0,00
2	0,48	0,24	0,19	0,23	0,20	0,07
3	0,96	0,24	0,16	0,24	0,15	0,07
4	1,44	0,24	0,14	0,25	0,13	0,07
5	1,92	0,24	0,13	0,27	0,11	0,07
6	2,4	0,24	0,11	0,28	0,10	0,07
7	2,88	0,24	0,10	0,29	0,09	0,07
8	3,36	0,24	0,08	0,31	0,09	0,07
9	3,84	0,24	0,07	0,32	0,08	0,07
10	4,32	0,24	0,06	0,33	0,08	0,07
11	4,8	0,24	0,04	0,34	0,08	0,07
12	5,28	0,24	0,03	0,36	0,08	0,07
13	5,76	0,24	0,02	0,37	0,07	0,07
14	6,24	0,24	0,00	0,38	0,07	0,07
15	6,72	0,24	-0,01	0,39	0,07	0,07
16	7,2	0,24	-0,02	0,40	0,07	0,07
17	7,68	0,24	-0,04	0,41	0,07	0,07

Anexo G

Resultado da simulação para um consumidor BTN simples 10,35 kVA

Cenário	Potência FV (kW)	Proveitos (€)	
		(15)	(16)
1	0,24	69,71	4,63
2	0,48	139,41	22,68
3	0,96	278,83	69,43
4	1,44	411,97	117,25
5	1,92	510,35	134,74
6	2,4	584,70	131,35
7	2,88	646,21	117,54
8	3,36	700,86	98,82
9	3,84	751,68	77,91
10	4,32	799,21	55,11
11	4,8	843,78	30,56
12	5,28	886,81	5,56
13	5,76	928,79	-19,53
14	6,24	969,90	-44,62
15	6,72	1010,38	-69,54
16	7,2	1050,37	-94,23
17	7,68	1089,95	-118,64

Tarifas equivalentes (€/kWh)						
Cenário	Potência FV (kW)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)
1	0,24	0,24	0,23	0,24	0,21	0,00
2	0,48	0,24	0,22	0,23	0,21	0,00
3	0,96	0,24	0,20	0,23	0,21	0,00
4	1,44	0,24	0,19	0,22	0,20	0,07
5	1,92	0,24	0,17	0,22	0,19	0,07
6	2,4	0,24	0,16	0,22	0,17	0,07
7	2,88	0,24	0,16	0,22	0,16	0,07
8	3,36	0,24	0,15	0,22	0,15	0,07
9	3,84	0,24	0,14	0,23	0,14	0,07
10	4,32	0,24	0,14	0,23	0,13	0,07
11	4,8	0,24	0,13	0,23	0,12	0,07
12	5,28	0,24	0,13	0,23	0,12	0,07
13	5,76	0,24	0,12	0,24	0,11	0,07
14	6,24	0,24	0,12	0,24	0,11	0,07
15	6,72	0,24	0,11	0,24	0,11	0,07
16	7,2	0,24	0,11	0,25	0,10	0,07
17	7,68	0,24	0,10	0,25	0,10	0,07

Anexo H

Resultado da simulação para um consumidor BTN bi-horário 10,35 kVA

Cenário	Potência FV (kW)	Proveitos (€)	
		(15)	(16)
1	0,24	73,96	8,89
2	0,48	147,93	31,19
3	0,96	295,77	86,37
4	1,44	422,52	127,79
5	1,92	507,74	132,12
6	2,4	573,14	119,78
7	2,88	629,28	100,61
8	3,36	680,68	78,64
9	3,84	727,90	54,13
10	4,32	772,15	28,04
11	4,8	814,88	1,66
12	5,28	856,44	-24,82
13	5,76	897,18	-51,14
14	6,24	937,31	-77,21
15	6,72	976,92	-103,00
16	7,2	1016,07	-128,52
17	7,68	1054,87	-153,72

Tarifas equivalentes (€/kWh)						
Cenário	Potência FV (kW)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)
1	0,24	0,25	0,24	0,25	0,22	0,00
2	0,48	0,25	0,23	0,24	0,22	0,00
3	0,96	0,25	0,20	0,24	0,22	0,07
4	1,44	0,25	0,19	0,23	0,21	0,07
5	1,92	0,25	0,17	0,23	0,19	0,07
6	2,4	0,25	0,16	0,23	0,17	0,07
7	2,88	0,25	0,16	0,23	0,15	0,07
8	3,36	0,25	0,15	0,24	0,14	0,07
9	3,84	0,25	0,14	0,24	0,13	0,07
10	4,32	0,25	0,14	0,24	0,13	0,07
11	4,8	0,25	0,13	0,25	0,12	0,07
12	5,28	0,25	0,12	0,25	0,11	0,07
13	5,76	0,25	0,12	0,26	0,11	0,07
14	6,24	0,25	0,11	0,26	0,11	0,07
15	6,72	0,25	0,11	0,26	0,10	0,07
16	7,2	0,25	0,10	0,27	0,10	0,07
17	7,68	0,25	0,09	0,27	0,10	0,07

Anexo I

Resultado da simulação para um consumidor MT 1200 kVA

Cenário	Potência FV (kW)	Energia (kWh)				
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1	0,24	944977,30	494973,20	574139,69	124135,59	944977,30
2	0,48	944977,30	636394,11	539476,49	230893,31	944977,30
3	0,96	944977,30	777815,03	518067,93	350905,66	944977,30
4	1,44	944977,30	919235,94	502494,70	476753,35	944977,30
5	1,92	944977,30	1060656,85	490827,39	606506,94	944977,30
6	2,4	944977,30	1202077,77	482083,05	739183,52	944977,30
7	2,88	944977,30	1343498,68	475101,09	873622,48	944977,30
8	3,36	944977,30	1484919,59	469223,52	1009165,82	944977,30
9	3,84	945764,78	1626340,51	464624,82	1145200,55	945764,78
10	4,32	946552,26	1767761,42	460829,03	1282038,19	946552,26
11	4,8	947339,74	1909182,33	457657,10	1419499,69	947339,74
12	5,28	948127,22	2050603,25	454937,95	1557413,98	948127,22
13	5,76	944977,30	494973,20	574139,69	124135,59	944977,30
14	6,24	944977,30	636394,11	539476,49	230893,31	944977,30
15	6,72	944977,30	777815,03	518067,93	350905,66	944977,30
16	7,2	944977,30	919235,94	502494,70	476753,35	944977,30
17	7,68	944977,30	1060656,85	490827,39	606506,94	944977,30

Custos (€)					
Cenário	Potência FV (kW)	(6)	(7)	(8)	(14)
1	0,24	126851,67	76293,73	6453,26	24982,45
2	0,48	126851,67	71483,88	12349,60	30877,62
3	0,96	126851,67	68536,21	19092,23	36568,86
4	1,44	126851,67	66401,54	26194,70	42098,99
5	1,92	126851,67	64807,18	33529,30	47496,58
6	2,4	126851,67	63618,06	41040,95	52782,00
7	2,88	126851,67	62671,08	48654,71	57970,46
8	3,36	126851,67	61872,94	56339,70	63073,70
9	3,84	126956,74	61245,92	64057,75	68101,08
10	4,32	127061,82	60728,26	71824,43	73060,20
11	4,8	127166,90	60295,34	79630,40	77957,35
12	5,28	127271,97	59925,35	87465,14	82797,83
13	5,76	126851,67	76293,73	6453,26	24982,45
14	6,24	126851,67	71483,88	12349,60	30877,62
15	6,72	126851,67	68536,21	19092,23	36568,86
16	7,2	126851,67	66401,54	26194,70	42098,99
17	7,68	126851,67	64807,18	33529,30	47496,58

Penalizações (€)					
Cenário	Potência FV (kW)	(9)	(10)	(11)	(12)
1	0,24	9930,77	12235,59	9844,59	9668,33
2	0,48	10892,30	13414,03	12657,32	12430,71
3	0,96	11483,62	14126,34	15470,06	15193,08
4	1,44	11911,46	14641,19	18282,80	17955,46
5	1,92	12230,78	15025,04	21095,54	20717,84
6	2,4	12469,06	15309,10	23908,28	23480,22
7	2,88	12659,14	15534,04	26721,02	26242,60
8	3,36	12819,25	15723,81	29533,76	29004,98
9	3,84	12966,03	15898,01	32346,50	31767,36
10	4,32	13090,91	16046,02	35159,24	34529,74
11	4,8	13198,64	16174,13	37971,97	37292,12
12	5,28	13293,76	16286,79	40784,71	40054,50
13	5,76	9930,77	12235,59	9844,59	9668,33
14	6,24	10892,30	13414,03	12657,32	12430,71
15	6,72	11483,62	14126,34	15470,06	15193,08
16	7,2	11911,46	14641,19	18282,80	17955,46
17	7,68	12230,78	15025,04	21095,54	20717,84

Valorizações (€)			
Cenário	Potência FV (kW)	(23)	(24)
1	0,24	7206,68	7524,96
2	0,48	9265,73	9674,95
3	0,96	11324,78	11824,94
4	1,44	13383,83	13974,93
5	1,92	15442,88	16124,92
6	2,4	17501,93	18274,91
7	2,88	19560,98	20424,90
8	3,36	21620,03	22574,89
9	3,84	23679,08	24724,88
10	4,32	25738,13	26874,87
11	4,8	27797,18	29024,86
12	5,28	29856,23	31174,85
13	5,76	7206,68	7524,96
14	6,24	9265,73	9674,95
15	6,72	11324,78	11824,94
16	7,2	13383,83	13974,93
17	7,68	15442,88	16124,92

Proveitos (€)			
Cenário	Potência FV (kW)	(15)	(16)
1	0,24	54867,83	29885,38
2	0,48	64961,64	34084,01
3	0,96	74039,54	37470,68
4	1,44	82664,30	40565,31
5	1,92	90980,87	43484,29
6	2,4	99069,25	46287,24
7	2,88	107017,60	49047,14
8	3,36	114888,33	51814,63
9	3,84	122726,09	54625,01
10	4,32	130503,12	57442,92
11	4,8	138234,70	60277,34
12	5,28	145932,11	63134,29
13	5,76	54867,83	29885,38
14	6,24	64961,64	34084,01
15	6,72	74039,54	37470,68
16	7,2	82664,30	40565,31
17	7,68	90980,87	43484,29

Tarifas equivalentes (€/kWh)						
Cenário	Potência FV (kW)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)
1	0,24	0,13	0,08	0,10	0,11	0,07
2	0,48	0,13	0,07	0,10	0,10	0,07
3	0,96	0,13	0,06	0,09	0,10	0,07
4	1,44	0,13	0,05	0,09	0,09	0,07
5	1,92	0,13	0,04	0,09	0,09	0,07
6	2,4	0,13	0,03	0,09	0,08	0,07
7	2,88	0,13	0,02	0,08	0,08	0,07
8	3,36	0,13	0,01	0,08	0,08	0,07
9	3,84	0,13	0,00	0,08	0,08	0,07
10	4,32	0,13	0,00	0,07	0,07	0,07
11	4,8	0,13	-0,01	0,07	0,07	0,07
12	5,28	0,13	-0,02	0,07	0,07	0,07
13	5,76	0,13	0,08	0,10	0,11	0,07
14	6,24	0,13	0,07	0,10	0,10	0,07
15	6,72	0,13	0,06	0,09	0,10	0,07
16	7,2	0,13	0,05	0,09	0,09	0,07
17	7,68	0,13	0,04	0,09	0,09	0,07

Anexo J

Artigo da revista Renováveis Magazine

modelização e simulação financeira de modelos de autoconsumo

COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, APLICADO EM BTN

Neste artigo apresenta-se o resultado de um trabalho de dissertação de mestrado (MIEEC-FEUP), em que foram simuladas diversas soluções de legislação de autoconsumo aplicadas em várias configurações de consumo e autoprodução fotovoltaica. O artigo foi revisto após se conhecer a proposta em consulta sobre o Projeto de Decreto-Lei Produção Distribuída de 24/06/2014. Pretende-se, assim, estudar a viabilidade de sistemas de autoprodução fotovoltaica no âmbito deste cenário de legislação.

Cláudio Monteiro (FEUP)

Sara Costa (FEUP)

As componentes financeiras de um sistema de autoconsumo

Os conceitos de autoconsumo integram-se no conjunto de modelos de valorização de autoprodução renováveis, integradas em instalações de consumo. Tem como característica principal a redução de fluxos de energia nas redes, tendo como consequência a redução de perdas no sistema e a redução dos fatores de utilização do sistema elétrico, com possível impacto na geração transporte e distribuição. Para a perspetiva dos consumidores, a autoprodução é uma forma alternativa à energia da rede, podendo ter vantagem económica quando o LCOE (termo em inglês para Custo Nivelado de Produção de Eletricidade, expresso em €/kWh) é inferior ao custo da eletricidade da rede, e tendo um atrativo de carácter ambiental por produzir a própria energia com energia limpa. Adicionalmente, para o consumidor, a autoprodução constitui uma segurança de manutenção do custo da energia para o tempo de vida do sistema. Por motivos de garantia e qualidade da eletricidade, a autoprodução não prescinde da ligação à rede elétrica, o que implica a necessidade de pagamento da disponibilidade dos serviços de rede.

Com este enquadramento passamos a identificar e caracterizar as várias vertentes de fluxo financeiro associado a um sistema de autoprodução:

Custo de produção do sistema fotovoltaico LCOE representa um custo de autoprodução da eletricidade, associado ao investimento feito pelo consumidor, incluindo os custos de equipamento, instalação, manutenção e monitorização. Na prática é como se o consumidor decidisse comprar toda a energia dos próximos 10 anos na forma de investimento inicial no sistema de autoprodução. Note-se que este custo equivalente de eletricidade já inclui o pagamento do IVA na compra do equipamento. O LCOE depende dos custos da tecnologia e instalação, que varia com

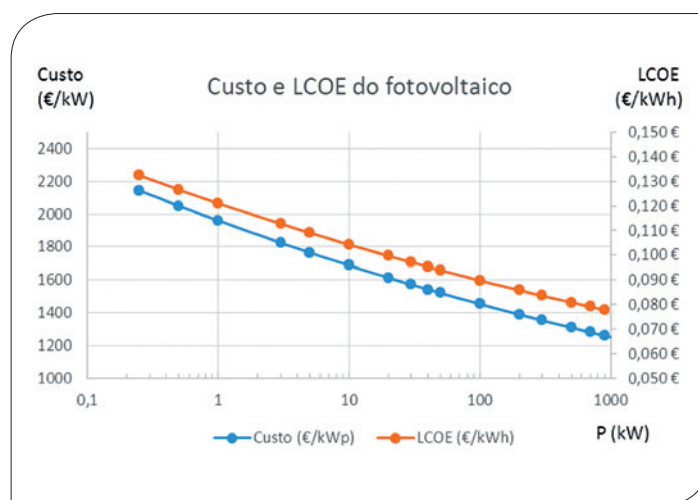


Figura 1 Custo específico e LCOE função da potência do sistema (representação em escala logarítmica).

a dimensão do sistema, sistemas mais pequenos terão custos específicos mais caros (€/kW). Neste trabalho foram definidos os custos de sistema, chave na mão para 2014, incluindo IVA. Na Figura pode observar-se custo específico (€ por kW instalado) e LCOE (€/kWh) para toda a gama de potências de autoprodução. Por exemplo, um sistema de 3 kWp terá um custo de 1825 €/kWp e um LCOE de 0,113 €/kWh. Se considerarmos como exemplo um sistema de 100 kW, o custo será 1453 €/kWp e o LCOE será 0,09 €/kWh.

Custo da energia consumida líquida é o custo da energia que resulta da aplicação do tarifário em vigor para o consumo, resultante da insuficiência do sistema de autoprodução para o abastecimento das necessidades do consumidor. Neste custo já está incluído o custo de acesso à rede e de uso geral do sistema, numa perspetiva da energia consumida. Nesta componente o consumidor paga o IVA correspondente à energia consumida líquida. A instalação de uma maior potência de autoprodução permite reduzir a potência líquida consumida. A potência líquida é medida diretamente no contador da instalação, sendo paga ao comercializador de mercado livre. Custo de energia considerado neste artigo é calculado segundo as tarifas regulamentadas pela ERSE para uma instalação BTN-simples de 6,9 kVA.

Proveitos da energia produzida líquida são os proveitos recebidos pela energia injetada na rede que, em algumas horas de maior produção e menor consumo, excede a energia consumida. Esta energia poderá ser valorizada de diversas formas, neste artigo será considerado o modelo de valorização usado na proposta de lei em consulta, sendo um valor indexado a 90% do preço de mercado OMIE. Neste modelo não é considerada a compensação pela redução de perdas na rede. Para a perspetiva do sistema elétrico e do CUR (Comercializador de Último Recurso) este custo da energia adquirida ao autoprodutor terá um custo significativamente mais barato do que a energia não renovável adquirida no mercado. A energia produzida líquida será medida no contador bidirecional da instalação, contabilizando o fluxo de energia líquida injetada na rede. Esta contabilização de energia injetada é gerida pelo CUR, de forma independente do comercializador de mercado livre.

Custos associados ao uso do sistema elétrico corresponde a custos adicionais para o sistema elétrico, causados pelo sistema de autoprodução, associados a aspetos técnicos de gestão da rede, gestão de informação de registo e contagem, custos fixos de uso global do sistema, custos fixos do uso da rede elétrica. Estes custos são justificados pelos agentes operadores e legisladores do sistema como penalizações pelo impacto na redução de consumo e, conseqüentemente, redução da sustentabilidade. Existem várias alternativas para a inclusão desta penalização. Na formulação da legislação em consulta, optou-se por uma solução de compensação proporcional à potência instalada de autoprodução, adicionalmente existe uma indexação escalonada do valor percentual da penalização relativamente ao nível de penetração de autoprodução no global da potência instalada do Sistema Elétrico Nacional (SEN).

Valorização ambiental da energia verde autoproduzida. Para efeitos de balanço energético a instalação de autoprodução equivale a uma redução e substituição de energia da rede, com consequência para o impacto ambiental resultante de emissões e implicações na dependência energética do país e da Europa. Esta valorização vai também ao encontro das boas práticas em estudo para a fiscalidade verde, a comercialização europeia de energia verde (certificados verdes) e ainda a comercialização de eficiência energética (certificados brancos). Neste artigo avaliamos uma valorização pelo CO₂ evitado, contabilizada na forma de energia autoproduzida ou, em alternativa, em potência instalada de autoprodução. No entanto, a proposta de legislação em consulta nada refere relativamente a esta valorização ambiental, não sendo incluído nas simulações realizadas neste artigo.

Componentes de energia associados a um sistema de autoconsumo

Para este estudo foi considerada uma simulação horária ao longo de um ano, usando como base diagramas de consumo tipo indicados pela ERSE

para “Classe C - clientes com potência contratada inferior ou igual a 13,8 kVA e com um consumo anual inferior a 7140 kWh”. Para o caso exemplo foi considerado um diagrama de consumo com 6,9 kVA de potência contratada, o fator de utilização da potência contratada ($P_{\text{média}}/P_{\text{contratada}}$) é cerca de 9%, com um consumo anual de 5432 kWh.

Para a simulação da produção foi usada uma série horária de produção real de uma microgeração de 3,45 kW, medido em 2012, tendo produzido neste ano com um desempenho de 1414 kWh/kW, o que é um valor típico para a média nacional. Para este caso de diagrama de produção o fator de utilização da potência de autoprodução ($P_{\text{prod_médio}}/P_{\text{prod_instalada}}$) é cerca de 16,1%.

Apresentamos na **Figura 2**, para uma instalação de consumo BTN simples de 6,9 kVA, o gráfico onde podem ser observadas a evolução das diversas grandezas de potência medidas ou calculadas para uma gama de potência de autoprodução instaladas, deste 0,24 kW (1 painel, 3,5% da potência contratada) até 7,68 kW (32 painéis, 110% da potência contratada). As grandezas de energia apresentadas no gráfico da **Figura 2** são as seguintes:

- (1) **Energia de consumo (kWh)** – é o consumo total anual, sendo 5433 kWh, independentemente do valor de autoprodução. Com a autoprodução integrada na instalação de consumo, o valor de consumo não poderá ser medido diretamente, apenas poderá ser estimado se medida a autoprodução (2), o consumo líquido (3) e a injetada líquida (4).
- (2) **Energia de autoprodução (kWh)** – é o valor total de produção anual do sistema fotovoltaico. Aumenta proporcionalmente à potência instalada fotovoltaica, assumindo-se neste estudo que não haverá diferenças significativas na eficiência global do sistema para diferentes potências instaladas. Quando a potência instalada de autoprodução é 3,84 kW, cerca de 55% da potência contratada 3,9 kVA, o sistema fotovoltaico produz anualmente uma quantidade de energia igual à energia total de consumo. No entanto, não havendo armazenamento, mais de 63% desta energia é excedente (3425 kWh), tendo de ser injetada na rede, correspondendo à energia injetada líquida (4). Esta componente de energia pode ser medida apenas se existir um contador na instalação de autoprodução.
- (3) **Energia de consumo líquida (kWh)** – é a energia medida na fronteira da instalação de consumo, que integra a instalação de autoprodução, medindo apenas a energia que entra na instalação. Quanto maior a potência instalada de autoprodução menor será o consumo líquido, necessário da rede. No entanto, no limite, a energia consumida líquida poderá chegar a 55% (3250 kWh) da energia consumida total, correspondendo esta energia à fração de consumos noturnos e consumos em dias nublados. A percentagem de consumo líquido poderá ser mais reduzido em casos de perfis de consumo mais concentrados em períodos diurnos.
- (4) **Energia injetada líquida (kWh)** – é a energia medida na fronteira da instalação de consumo, normalmente no mesmo contador bidirecional em que é medido o consumo líquido. A energia injetada é a energia líquida medida nas horas em que a autoprodução é excedente relativamente ao consumo. Até uma fração de potência instalada de autoprodução de 20% (1,4 kW), relativamente à potência contratada (6,9 kVA), a energia injetada é insignificante, a partir de 20% a energia injetada cresce quase proporcionalmente à potência instalada de autoprodução. Em regimes de *net metering* a energia injetada líquida é subtraída à energia consumida líquida, admitindo-se que ambas as componentes são valorizadas

da mesma forma, independentemente do período horário. Pelo contrário, em modelos de autoconsumo a valorização de ambas as componentes é diferente, com diferenças de valor no período horário, não sendo possível fazer esta compensação ao nível da medição de energia.

- (5) **Energia de autoconsumo (kWh)** – é a energia consumida diretamente da autoprodução, representa a energia que deixa de ser adquirida da rede. Esta componente de energia autoconsumida aumenta proporcionalmente com a potência instalada de autoprodução para pequenos valores de fração de potência instalada de autoprodução, inferiores a cerca de 20% (1,4 kW), a partir dos quais o nível de energia autoconsumida satura. Para o perfil de consumo considerado, no limite a autoconsumo poderá atingir um valor máximo de 45% (2170 kWh) do consumo total (5433 kWh). Ou seja, a partir de 20% de fração de potência instalada de autoprodução a energia passa a ser em grande parte injetada na rede, com uma valorização mais baixa.

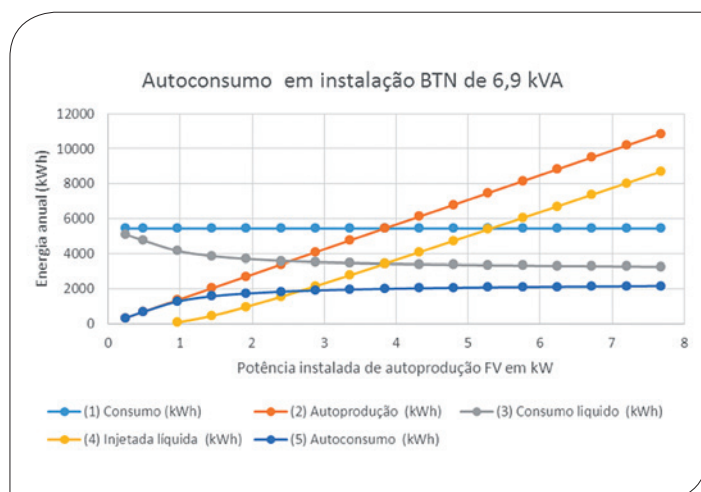


Figura 2 Energia anual de diversas componentes, para uma instalação de consumo BTN de 6,9 kVA, função de diferentes potências de instalação de autoprodução.

Custos e proveitos diretos associados ao sistema de autoconsumo

Com base nos valores de energia de consumo, autoprodução, consumo líquido, produção líquida injetada e autoconsumo, foram simulados os custos anuais associados às várias componentes. Todas as componentes de custo foram calculadas em relação a um ciclo de vida do projeto de 10 anos, mas tendo em conta o valor residual do equipamento aos 10 anos. Para este período de projeto de 10 anos, iniciando em 2014, considerou-se os seguintes parâmetros: taxa de inflação anual de preços no consumidor de 1,5%; taxa de inflação anual de preços de eletricidade de 2,5%; taxa de inflação anual de preços de CO₂ de 5%; taxa de atualização para consumidor doméstico de 8%; IVA de 23%; custo de sistema fotovoltaico LCOE segundo o apresentado na Figura 1.

Com estes parâmetros foram simuladas as diversas componentes de custo para o caso referido, uma instalação BTN simples de 6,9 kVA, tendo sido usados os tarifários transitórios de venda a consumidores finais, apresentados pela ERSE para 2014. As grandezas de custo apresentadas no gráfico da Figura 3 são as seguintes:

- (6) **Fatura anual do consumo total sem autoprodução (€)** – é a fatura que o consumidor pagaria normalmente pela energia consumida total, sem a integração de fotovoltaico. Esta fatura será neste caso 1209€, incluindo o IVA.

- (7) **Fatura anual do consumo líquido com autoprodução (€)** – é a fatura que o consumidor pagaria pela energia consumida líquida, com a integração da autoprodução, incluindo IVA. O valor da fatura é inferior à fatura sem autoprodução, sendo esta diferença maior para potências instaladas de autoprodução superiores. O efeito da redução da fatura é mais acentuado para níveis de integração de autoprodução até cerca de 40% (2,7 kW) da potência instalada (6,9 kW). Este facto deve-se à maior redução por autoconsumo, tendo esta componente mais valor do que a componente de remuneração da energia injetada na rede. Para uma potência instalada de autoprodução de 3,36 kW a fatura de consumo passará a ser 821€, representando uma poupança anual de 388€, ou seja 32% menos do que numa situação sem autoprodução. Esta redução deixa de aumentar para mais elevadas taxas de penetração, podendo no máximo atingir uma redução de 40% da fatura.

- (8) **Remuneração anual da potência injetada líquida (€)** – é a remuneração adicional pela energia excedente injetada na rede elétrica. Esta energia é remunerada a 90% do preço de mercado. Para este exemplo foi considerada a série horária anual de preço de mercado de 2013, com valores médios de 43,64€/MWh e valores médios pesados da potência injetada de 45,26€/MWh. Esta diferença mostra que a energia de mercado tem um valor acima da média nas horas em que injeta na rede. A valorização da potência injetada apenas se nota a partir de 20% de penetração de autoprodução, crescendo de forma aproximadamente linear. Segundo a presente proposta, para o caso estudado com preços OMIE de 2013, a energia ao autoprodutor seria paga a 41€/MWh. O presente estudo considera um crescimento do preço de eletricidade de 2,5% ao ano, ao longo dos próximos 10 anos, resultando numa remuneração aproximada de 59€ anuais por cada kW de autoprodução instalada.

- (9) **Custo de produção de eletricidade (€)** – é a componente de custo associada ao investimento realizado pelo consumidor para adquirir o sistema de autoprodução. Para que esta componente

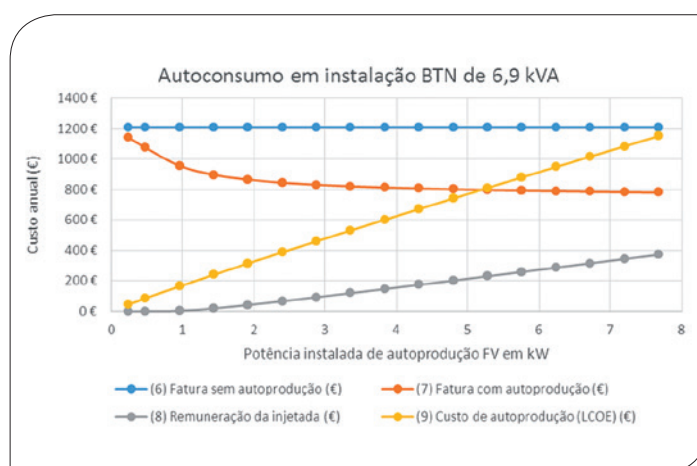


Figura 3 Diversas componentes de custo anual, para uma instalação de consumo BTN de 6,9 kVA, função de diferentes potências de instalação de autoprodução.

possa ser comparada numa base de custo anual, utiliza-se o valor de LCOE, apresentado na **Figura 1**, correspondendo a um custo equivalente da produção tendo em conta o ciclo de vida do projeto, a taxa de atualização para o consumidor doméstico, a degradação de produção do sistema, custos de manutenção e o valor residual do sistema ao fim de 10 anos de vida. Como se pode constatar, este custo de autoprodução é cerca do triplo dos proveitos da venda da produção excedente à rede, o que torna totalmente inviável pensar na solução de autoprodução para venda à rede.

Custos de penalizações adicionais

Adicionalmente aos custos diretos apresentados na secção anterior existem os custos indiretos adicionais para mitigar impactos económicos no sistema elétrico. Nesta secção faremos uma quantificação e comparação de vários modelos de penalização, aplicados ao caso da instalação de consumo BTN de 6,9 kVA, que temos simulado ao longo do artigo. Na proposta de legislação em consulta, esta componente é designada por “compensação”, neste artigo designaremos por “penalização” por considerarmos ser um termos mais apropriado.

Para este caso de estudo considera-se um ajuste dos custos para o ciclo de vida da instalação, tal como nas componentes de custo anteriores. Para este ajuste considera-se uma taxa de inflação média das tarifas de eletricidade de 2,5% ao ano, valor superior ao valor considerado para a taxa média de inflação de preços no consumidor, tendo como consequência custos atualizados 10% superiores aos próprios custos de 2014. Descrevemos de seguida as 4 possibilidades de penalização que poderão vir a ser aplicadas, supondo-se que não poderão ser aplicadas de forma sobreposta. A **Figura 4** apresenta as 4 opções de penalização para os diferentes níveis de penetração de potência instalada de autoprodução.

(10) Penalizações pela redução de contribuição para o Uso Global do Sistema UGS (€) – é a componente de penalização aplicada diretamente sobre a energia autoconsumida, correspondendo à redução de consumo que se pretende penalizar. Corresponde a uma componente de custos gerais tabelada pela ERSE, para cada opção tarifária. Os valores de penalização apenas tem em conta a componente variável da UGS (€/kWh), para a energia de autoconsumo (5), a componente fixa continua a ser paga na fatura de consumo (7). Como a penalização é aplicada sobre a energia de autoconsumo ela terá um custo incremental mais elevado para pequenos valores de autoprodução, saturando para valores muito elevados. Neste modelo, considerando o valor efetivo de redução de UGS que deixa de ser paga, a penalização poderá atingir no limite 100€ por ano, cerca de 12,5% da fatura de consumo com autoprodução (800€). Este modelo resulta menos penalizador para quem instala maiores frações de autoprodução. Para a sua aplicação é necessário calcular o autoconsumo e, consequentemente, medir a autoprodução, requerendo a instalação de um contador no sistema de autoprodução.

(11) Penalizações pela redução de contribuição para o acesso à rede (€) – este modelo de penalização inclui a componente UGS anterior (10) e inclui adicionalmente uma penalização pelos serviços do operador de rede. Para a simulações considerou-se os valores tabelados pela ERSE, para as tarifas de acesso à rede para 2014. Estes valores são função da opção tarifária e do período horário, sendo mais caro para os períodos de ponta em que os sistemas fotovoltaico produzem mais. É apenas considerada a redução causada pela energia autoconsumida (5), associada à componente variável (€/kWh) na tarifa de acesso à rede, a componente

fixa continua a ser paga na fatura de consumo (7). Na **Figura 4** pode ver-se que a evolução para diferentes valores de penetração da potência instalada de autoprodução é semelhante ao que se observa na penalização de UGS (10). No entanto, os valores e penalização mais que duplica, podendo atingir cerca de 200€ para o caso estudado, ou seja 25% da fatura de consumo (7). A ser aplicado este modelo de penalização, o que parece não vir a acontecer, o autoconsumo seria inviável. Tal como no modelo de penalização UGS (10), será necessária a instalação de um contador na produção encarecendo os custos do sistema.

(12) **Penalização pela energia autoproduzida (€)** – corresponde a uma taxa aplicada sobre a energia autoproduzida, sendo este o modelo aprovado recentemente na Alemanha onde foi aprovada uma taxa aproximada de 0,01 €/kWh (15% da sobretaxa EEG, aplicada apenas a potências de autoprodução superiores 30 kW) tendo sido rejeitada uma proposta inicial de 0,03 €/kWh. Para este estudo estipulamos um valor intermédio de 0,019 €/kWh, sendo este o valor que garante uma equivalência à penalização UGS (10), para o caso de uma potência instalada de autoprodução correspondente a cerca de 50% da potência contratada (ponto de interceção na **Figura 4**). Por considerar a energia autoproduzida em vez da energia autoconsumida, este modelo penaliza mais as instalações com maior integração de autoprodução e é mais favorável para níveis de integração com pouca injeção na rede. Este aspeto torna este modelo de penalização mais interessante na perspetiva de regulação dos níveis de penetração de autoprodução. Embora equivalente em valores médios de taxação, este é um modelo mais simples e claro do que o modelo (10) e (11), não dependendo da opção tarifária nem do período tarifário. No entanto, por se necessitar de conhecer a energia autoproduzida, continua a ter a desvantagem de necessitar de um contador adicional no sistema de autoprodução.

(13) **Penalização pela potência instalada de autoprodução (€)** – este é o modelo adotado na legislação em consulta. Corresponde a uma taxa aplicada sobre a potência instalada. Existe uma relação linear entre a potência instalada e a produção anual da autoprodução, sendo possível criar um modelo equivalente à penalização pela energia autoproduzida (12), sem que seja necessária a instalação de sistemas de contagem, reduzindo indiretamente os custos do sistema e abrindo horizontes para evoluções tecnológicas de integração nas instalações elétricas. Neste estudo foi estipulado

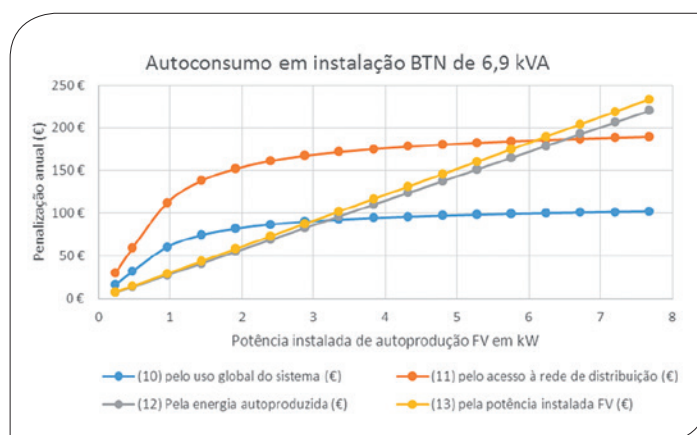


Figura 4 Valor anual de diversos modelos de penalização, para uma instalação de consumo BTN de 6,9 kVA, função de diferentes potências de instalação de autoprodução.

um valor anual de 29 €/kW (12x2,41 €/kW) de autoprodução instalada, o que corresponde ao escalão máximo estipulado na proposta de legislação (50% do V_{CIEG}). Como se pode observar da **Figura 4**, este valor corresponde a uma penalização equivalente ao estipulado em (12) e em (10). Claramente esta seria a melhor opção de penalização a ser integrada na futura legislação de autoconsumo. Adicionalmente tem a grande vantagem de dispensar a necessidade de sistema de contagem no sistema de autoprodução.

Na legislação em consulta adotou-se uma fórmula que transforma a parametrização de “compensação” CIEG, calculada função da energia (kWh), em valores de “compensação” calculada função da potência instalada (kW). Para tal foi considerado um fator de utilização da potência instalada de 1500 horas anuais (kWh/kW). A **Tabela 1** mostra os valores resultantes da aplicação desta fórmula para 2014, para diferentes modalidades tarifárias e para os escalões de penetração, >1%(188 MW) e >3%(564 MW) da potência instalada no SEN. Para valores de penetração de autoprodução inferiores a 1% (188 MW), não será aplicada a penalização. Na proposta de lei em consulta, esta penalização apenas é aplicada a potências instaladas superiores a 1,5 kW.

	V_{CIEG_2014} (€/kW/mês)	30% V_{CIEG} até >1%(188MW) (€/kW/mês)	50% V_{CIEG} >3%(564MW) (€/kW/mês)
MT	3,07	0,92	1,54
BTE	3,41	1,02	1,70
BTN > 20,7 kVA	2,79	0,84	1,40
BTN ≤ 20,7 kVA	4,82	1,45	2,41

Tabela 1 Valores de “compensação” para diferentes tarifários calculados segundo as fórmulas da proposta de legislação em consulta.

Valorização pela energia verde autoproduzida

Da mesma forma que são consideradas penalizações pelo impacto económico do autoconsumo, também deverá ser considerado o valor ambiental associado à autoprodução com energia limpa. A valorização deverá ser feita tendo em conta os custos de substituição das emissões devidas à produção de eletricidade no sistema elétrico português, tendo-se considerado neste artigo taxas de emissões médias do sistema

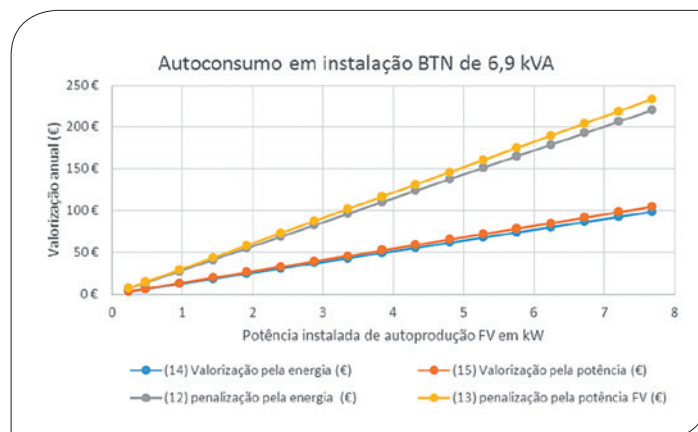


Figura 5 Valor anual de dois modelos de valorização, para uma instalação de consumo BTN de 6,9 kVA, função de diferentes potências de instalação de autoprodução.

elétrico de 254 g/MWh e um custo de CO_2 de 30 €/t, o que corresponde a uma taxa de 7,62 €/MWh. Para ter em conta o ciclo de vida do sistema de autoprodução (período de 2014 a 2024) estipulou-se uma taxa de inflação anual do preço de CO_2 de 5%.

Na **Figura 5** apresenta-se a evolução dos dois modelos de valorização, para o caso que tem vindo a ser estudado neste artigo. Considerou-se um primeiro modelo (14) de valorização ambiental baseado na energia autoproduzida, sendo estipulada a taxa de 7,62 €/MWh como explicado. Esta abordagem de valorização pela energia tem a desvantagem de necessitar de um sistema de contagem na autoprodução. Para evitar o sistema de contagem foi considerado um modelo alternativo (15) de valorização baseado na potência de autoprodução instalada. Para este modelo estipulou-se uma taxa de valorização anual de 11,4 €/kW de autoprodução fotovoltaica instalada, sendo este o valor que equivale a valorização por energia, tal como se pode ver na **Figura 5**.

Na **Figura 5** compara-se os valores de valorização com os de penalização, podendo observar-se que os valores de valorização são cerca de 45% dos valores de penalização máxima (50% do V_{CIEG}). A remuneração da valorização é um valor complementar que poderá chegar ao consumidor por diversas vias, certificados verdes, certificados brancos ou mais adequadamente através de mecanismos de fiscalidade verde atualmente em estudo. Sem esta componente de valorização e admitindo que a componente de penalização é inevitável, será economicamente inviável a autoprodução.

5 razões para confiar que o grau de apoio Vulcano é total



www.vulcano.pt

Vulcano
SOLUÇÕES DE ÁGUA QUENTE

Esta componente de valorização **não está prevista na proposta de legislação em consulta**. Por outro lado, está em consulta a proposta para uma nova legislação de fiscalidade verde que inclui a possibilidade de valorização em habitações por via de redução da coleta de IMI.

Proveitos devidos à instalação da autoprodução

Caracterizados todos os custos e receitas proveniente do sistema de autoprodução, para estudo da viabilidade no âmbito da legislação em consulta, consideraremos apenas as componentes de custo e proveitos integrados no âmbito da proposta de legislação, para um nível de integração de autoprodução inferior a 1% da capacidade do SEN. É usual, quem vende a ideia de autoconsumo fazer os cálculos dos proveitos não referindo o custo do investimento (LCOE). Apresentamos agora, na **Figura 6**, o valor dos proveitos sem considerar o LCOE (16) e considerando o LCOE (17), calculados da seguinte forma:

- Proveitos sem LCOE são calculados como

$$(16) = (6) - (7) + (8) - (13) + (15)$$

- Proveitos com LCOE são calculados como

$$(17) = (6) - (7) + (8) - (13) + (15) - (9)$$

Em que:

- (6) é a fatura anual de consumo para a instalação sem autoprodução;
- (7) é a fatura anual de consumo para a instalação com autoprodução;
- (8) é a remuneração anual pela energia excedente injetada na rede;
- (13) é a taxa de penalização anual pela potência instalada de autoprodução (negativo na figura), nesta simulação terá um valor nulo, por se considerar um nível de integração de autoprodução inferior a 1% da capacidade do SEM;
- (15) é a taxa de valorização ambiental anual pela potência instalada de autoprodução, nesta simulação terá um valor nulo, por não estar contemplada na atual proposta de legislação;
- (9) é o custo anual atualizado do investimento na autoprodução – LCOE (negativo na Figura).

Pode observar-se na **Figura 6** que, sem considerar os custos de produção LCOE (9), os proveitos (16) são tanto maiores quanto maior a potência instalada de autoprodução. No entanto, este crescimento dos proveitos é não linear sendo menos acentuado para níveis de penetração mais elevados. Como exemplo, para uma potência de autoprodução de 3,5 kW os proveitos (16) são cerca de 508€ anuais. Para uma potência de

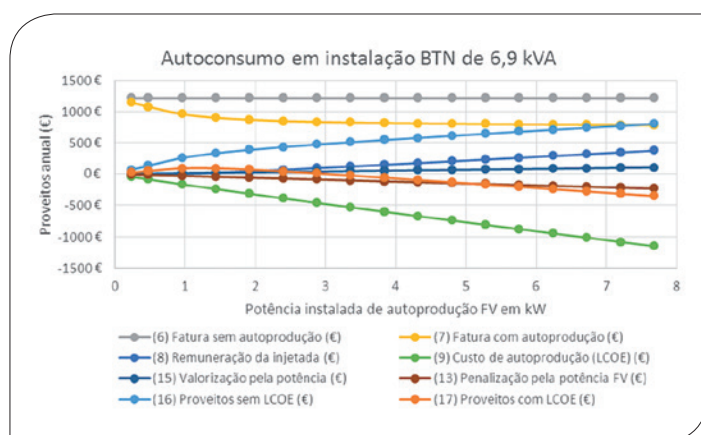


Figura 6 Proveitos anuais, para uma instalação de consumo BTN de 6,9 kVA, função de diferentes potências de instalação de autoprodução.

autoprodução superior a 7,0 kW os proveitos (16) passam a ser superiores à fatura de energia líquida consumida (7) correspondendo a 800€ anuais. São resultados interessantes mas é necessário ter em conta que não inclui os investimentos, representados pelos custos anuais de produção (9).

Quando considerados os custos de investimento no sistema de autoprodução (9), os proveitos (17) apresentam valores positivos para valores de potência de autoprodução entre 0,24 kW e 3,0 kW, obtendo-se um proveito máximo anual de 90€ para uma potência de autoprodução de 1,25 kW. Para este exemplo de consumo e modalidade tarifária, a partir de 3,0 kW de autoprodução, a solução de autoconsumo resulta inviável. Esta inviabilidade justifica-se porque parte significativa da energia autoproduzida é excedente sendo injetada na rede com uma valorização baixa.

Tarifas equivalentes da autoprodução

Para uma melhor comparação dos valores custos de energia, apresentamos na **Figura 7** um conjunto de tarifas equivalentes, expressas em (€/kWh), que nos darão uma noção comparativa dos custos e proveitos da autoprodução relativamente a valores de referência a que estamos habituados. Descreveremos de seguida o processo de cálculo e interpretação dessas tarifas equivalentes:

(18) = (6) / (1), é a tarifa equivalente da instalação de consumo antes de integrar a autoprodução, calcula-se dividindo a fatura de consumo (6) pela energia consumida total (1).

(19) = [(7)-(8)+(15)-(13)] / (1), é a tarifa equivalente do consumos da instalação após a integração da autoprodução, mas sem considerar os custos de investimento LCOE. Calcula-se dividindo os custos resultantes (fatura de consumo (7), mais as penalizações (15) não incluída nesta simulação, menos a remuneração pela injetada (8), menos a valorização ambiental (13) não incluída nesta simulação pelo consumo total (1). Esta tarifa pode comparar-se com a tarifa de consumo antes de instalar a autoprodução, mas deve ter-se em conta que não inclui investimento, pelo que reduz sempre que se aumenta a potência instalada de autoprodução. Para uma integração de 3,5 kW de autoprodução a tarifa equivalente com IVA passa de 0,23 €/kWh para 0,13 €/kWh.

(20) = [(7)-(8)+(15)-(13)+(9)] / (1), é a tarifa equivalente dos consumos da instalação após a integração da autoprodução, mas considerando os custos de investimento LCOE, calcula-se da mesma forma que a tarifa anterior (19), mas incluindo o custo de investimento LCOE (9). Esta tarifa é comparável com a tarifa de referência (18), sendo a autoprodução economicamente viável quando (20) for inferior a (18). Podemos observar na Figura que, para o caso considerado de 6,9 kW tarifa simples, é apenas economicamente viável a autoprodução para potências de autoprodução inferiores a 3,0 kW.

(21) = (16) / (2) representa a tarifa relativa aos proveitos da autoprodução, calcula-se dividindo os proveitos anuais sem investimento (16) pela energia autoproduzida (2). Representa uma tarifa de remuneração que pode ser comparável com as anteriores *feed-in-tarif* da microgeração. Podemos observar que os valores poderão ser interessantes se a potência instalada de autoprodução for baixa, mas esta atratividade de tarifa desce rapidamente para os valores de tarifa paga pela injeção na rede (22).

(22) = (8) / (4), representa a tarifa equivalente da energia injetada líquida, calcula-se dividindo os proveitos pela venda à rede (8) pela energia injetada líquida (4). Este valor é cerca de 0,043 €/kWh,

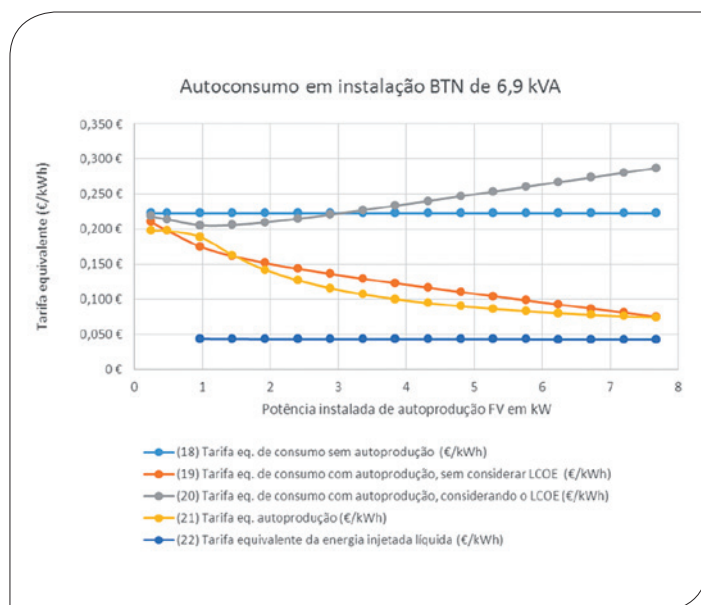


Figura 7 Tarifas equivalentes, para uma instalação de consumo BTN de 6,9 kVA, função de diferentes potências de instalação de autoprodução.

correspondendo a 90% do valor médio de preço de mercado. Este valor é muito inferior ao custo a que qualquer comercializador compra energia em mercado, pois este inclui o preço de energia, perdas, penalizações por desvios e outras taxas e garantias a que o comercializador é obrigado.

Comparação para diferentes opções tarifárias

Aplicando a metodologia descrita a diferentes modalidades tarifárias obtemos os resultados apresentados na **Figura 8**. Nesta Figura compara-se a tarifa equivalente de consumos (20) para diversas modalidades tarifárias de BTN, com potências 3,45 kVA, 6,9 kVA, 10,35 kVA e 20,7 kVA para tarifa simples ou horária. As tarifas são apresentadas como percentagem da tarifa equivalente antes da instalação da autoprodução, sendo estas ligeiramente diferentes para as várias modalidades tarifárias.

Na **Figura 8** pode observar-se que maiores consumos, correspondendo a maiores potências contratadas, aumentarão a área de viabilidade, em que as tarifas apresentam valores inferiores à tarifa de referência (18). Para potências contratadas de 3,45 kVA existe viabilidade para potências de autoprodução até 1,4 kW mas com um ótimo de fatura de 93% para 0,48 kW (com uma redução da fatura de 15€/ano). Para potências contratadas de 10,35 kVA existe viabilidade até potências de autoprodução de 5 kW, com fatura reduzida para 90% com potência autoproduzida 1,9 kW (proveitos de 65 €/ano para tarifa simples e 78 €/ano para tarifa bi-horária). Para potências contratadas de 20,7 kVA existe viabilidade de instalação de autoprodução até 10 kW, podendo reduzir a fatura para 90% se instalar cerca de 4 kW de sistema fotovoltaico. Para modalidades tarifárias bi-horárias, consegue-se uma maior rentabilidade da autoprodução, devido à maior produção em horas de ponta, mas a melhoria é muito pequena relativamente à tarifa simples, inferior a 0,2 c€/kWh. **De uma forma genérica concluímos que, para as condições da proposta de legislação em consulta, em modalidades tarifárias BTN, a instalação de autoprodução fotovoltaica é viável para potências instaladas inferiores a 50% da potência contratada de consumo, sendo ótimo para**

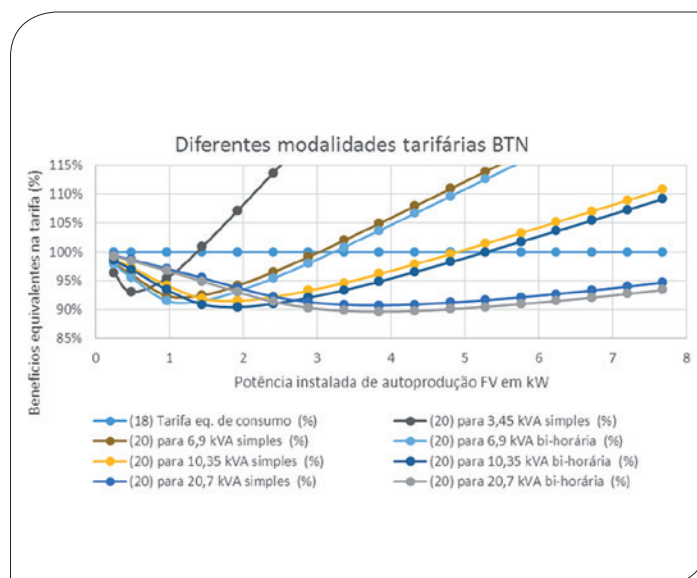


Figura 8 Tarifas equivalentes, representadas percentualmente relativamente à tarifa equivalente antes de instalar autoprodução, para diferentes modalidades tarifárias BTN, função de diferentes potências de instalação de autoprodução.

potências instaladas em torno de 25% da potência contratada. Para este valor ótimo conseguem-se reduções de fatura de eletricidade máximos de 90%.

Aspetos a melhorar na legislação em consulta

De uma forma geral consideramos que a proposta de legislação em consulta constitui uma solução para o setor mas existem aspetos que poderiam ser melhorados e que apresentamos de seguida:

- 1) Simplificação do processo para potências inferiores a 1,5 kW, dispensando inspeção e certificado de utilização. Abaixo de 1,5 kW, poderia também evitar-se complexidade de faturação não sendo paga a energia injetada na rede;
- 2) Remuneração da potência injetada, acima de 1,5 kW, com valores indexados ao OMIE. A penalização de 10% é incoerente e injusta, relativamente às tarifas pagas às grandes renováveis, sendo até mais bem paga a grande produção convencional. Além de injusta, esta discrepância criará desequilíbrios de competitividade a favor dos comercializadores;
- 3) Possibilitar a comercialização livre de energia de autoprodução injetada e isentar a compra e venda da autoprodução injetada do ajuste de perdas. Esta medida abriria novas possibilidades de mercado favoráveis ao autoprodutor. É tecnicamente incorreto o ajuste de perdas em energia autoproduzida;
- 4) Dispensar a instalação de sistema de contagem no sistema de autoprodução. Com a excelente medida de pagar a compensação CIEG função da potência instalada, deixa de ter qualquer utilidade a instalação de contagem na UPAC. Desta forma será possível reduzir ao autoprodutor custos de investimento no sistema de autoprodução e reduzir custos de gestão de informação de contagem ao CUR. Mas mais importante é o facto de possibilitar a inclusão de soluções totalmente distribuídas dentro da instalação de consumo, a contagem na UPAC obriga a um isolamento entre a instalação de consumo e a UPAC. **rm**